

## Smart sol

Use case for effektiv håndtering av lokal  
produksjon i smarte hus

**Richard Tokle Schytte**

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Kjell Sand, ELKRAFT

Medveileder: Rolf Erlend Grundt, Agder Energi

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk



## Oppgavetekst

Forholdene for solkraft er bedre i Norge enn man skulle tro. Om vinteren er det ikke mye solenergi å hente i Norge, men over året er det nesten like mye solinnstråling i Sør-Norge som i Nord-Tyskland. Særlig om våren er det mye, akkurat i den perioden vannkraftverkene er i vårknipa og magasinene begynner og tømmes. Med lave kraftpriser vil ikke solcelleanlegg kunne konkurrere med strøm levert fra nettet i Norge slik som i Tyskland. Derimot vil solcelleanlegg være en uunnværlig del i nullhus og plusshus for at de skal være selvforsynte med elektrisk kraft. Energieffektivisering av bygg vil være den store driveren for solceller i Norge.

Utviklingen mot et smartere kraftsystem (Smart Grids) innebærer blant annet at distribusjonsnettene blir mer dynamiske og stokastiske i sin drift som følge av distribuert produksjon (i nett og hos nettkunder), ladning av elbiler, nye effektintensive apparater, laststyring hos kunder med mer. Dette gir blant annet store utfordringer for nettselskapene med hensyn til spenningskvalitet og termisk kapasitet i nettet

Samtidig vil nye målere og ny instrumentering i nettstasjoner og hos kundene (AMS) gi bedre muligheter for å overvåke og styre i samspill med smarthusteknologier som laststyring og ladning og så videre.

Oppgaven går ut på å utvikle konsepter og use case som kan bidra til å maksimalisere nettets kapasitet med henhold til integrering av solcelleanlegg på en kostnadseffektiv måte.

Oppgaven kan struktureres i følgende punkter:

- Beskrive state-of-art og scenarier for solkraft/ plusshus/smart hus i Norge
- Gi en oversikt over mulige barrierer blant annet i forhold til spenningskvalitet, termiske kapasitet med mer
- Drøft muligheter for hvordan smart overvåking/styring kan bidra til effektiv integrasjon av solkraft.
- Utvikle relevante styringskonsept og use case
- Drøfting av kost/nytte/risiko for de aktuelle use case



## Forord

Denne masteroppgaven er utført våren 2014 ved Institutt for elkraftteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Oppgaven ble veiledet av professor Kjell Sand, SINTEF/NTNU.

Det avsluttende året har medført mye ny kunnskap, erfaring og hardt arbeid. Jeg vil rette en spesiell takk til min kjære veileder Kjell Sand som har introdusert meg for interessante problemstillinger og viktigheten av en "interoperatibel verden". Det har vært et lærerikt og morsomt år.

Jeg vil takke min bi-veileder og hans kolleger i Agder Energi, Rolf Erlend Grundt, Rolf Håkan Josefsen og Bjarne Tufte, som har bidratt med diskusjon om tilknytning og utfordringer ved lokal produksjon.

Anvendelse av use case metodikk er et nytt område, og jeg vil takk Henning Taxt for bistand og diskusjon angående use case og oppgaven generelt.

Oppgavens simulering kunne ikke vært så virkelighetsnær hvis ikke det hadde vært for Therese Engan (NTE) og Anne Gerd Imenes (Teknova) som har bidratt med data fra prosjektene "Abonnert Effekt" i Demo Steinkjer og "Solstrøm på nett". Jeg vil også takke Imenes og Grundt for en lærerik befaring og diskusjon på Agder Energis hovedkontor med omvisning på solcelleanlegget.

Jeg vil takke Bernhard Haukland (BKK) og Arne Nakling (plusskunde BKK) for diskusjon og innsikt i hvordan et nett-tilknyttet solcelleanlegg fungerer i praksis. Den norske leverandøren av solcelleteknologi, Getek, fortjener også en takk for bistand om tilgjengeligheten og priser for solcelle- og batteriteknologi i Norge.

Mine kjære studiekamerater Niklas, Rikke, Kurt, Ole og Erik og kjæreste fortjener et stort takk for nyttige tilbakemeldinger, bistand og gjennomlesning av oppgaven.

Avslutningsvis vil jeg takke min far, Ivan, for nyttige diskusjoner og gjennomlesning av oppgaven. Sist men ikke minst vil jeg takke min familie og kjæreste som holder ut med all denne praten om "den derre smartgridden", som min mor kaller det.

Trondheim 4. Juni 2014

Richard Tokle Schytte



## Sammendrag

I denne oppgaven anvendes muligheter for økt instrumentering, mikronett og smarthusteknologier i utvikling av use case, med formål om optimal utnyttelse av nettets kapasitet ved innføring av lokal produksjon fra solcelleanlegg. Use case er en standardisert metodikk som har fokus på å definere hva et system skal gjøre, og ikke hvordan. Motivasjonen for oppgaven er en økende interesse for lokal fornybar energiproduksjon, som solenergi, som følge av reduserte investeringskostnader, energieffektivisering av bygninger og incentiv som plusskundeordning.

Det er utviklet og analysert use case for visualisering av produksjon og forbruk, samt spennings- og frekvensregulering.

- Analysen av funksjonalitet for visualisering har vist at en kunde kan, ved å flytte forbruk og på den måten øke utnyttelsen av lokal produksjon med 1 kWh, redusere energikostnaden tilsvarende investeringskostnaden for en kommunikasjons- og styringsenhet i et smart hus.
- Norske funksjonskrav for tilknytning av solkraft angir et krav om reduksjon av produksjon ved høy frekvens. Funksjonaliteten for frekvensregulering i et smart hus kan bidra til å øke forbruket, slik at innmatet effekt reduseres i perioder med høy frekvens. Produksjonsenheten kan da produsere maksimal effekt til enhver tid.

Funksjonalitet for spenningsregulering anvender kompensering med reaktiv effekt, regulering av innmatet aktiv effekt og trinnstyring av en nettstasjon. For å analysere virkningen av de ulike mekanismene ble det utviklet simuleringsmodeller i MATLAB for et smart hus og et mikronett med fem tilsvarende smarte hus.

- Resultatet fra simuleringen av spenningen for et smart hus viste at spenningsrestriksjonen ikke ble brutt. Analysen av konsepter for spenningsregulering viste at spenningen måtte reguleres med aktiv effekt, da kompensering med reaktiv effekt hadde liten innvirkning.
- Resultatet fra simuleringen av spenningen i et mikronett med fem smarte hus viste at spenningsrestriksjoner ble brutt og påviste et behov for tiltak. Basert på en sammenligning av investeringskostnad og innvirkning på spenningen, er regulering av innmatet aktiv effekt ved et økt lokalt forbruk mest attraktivt. Trinnstyring i nettstasjonen bidrar til å overholde spenningsrestriksjonen, og er basert på investeringskostnaden et mer attraktivt tiltak enn oppgradering av nettet. Med dagens kostnadsnivå på batteriteknologi er anvendelse av batterilagring mer kostbart enn oppgradering av overføringsnettet i det aktuelle tilfellet.

Konklusjonen er at den utviklede funksjonaliteten kan bidra til å overholde spennings- og frekvensrestriksjoner. På den måten kan funksjonaliteten i et smart hus og mikronett bidra til en kostnadseffektiv utnyttelse av nettets kapasitet.





## Summary

This thesis utilizes increased instrumentation, micro grids and smart house technologies in the development of use case, with the purpose of optimal utilization of network capacity when introducing local production of photovoltaic systems (PV). Use case is a standardized methodology that focuses on defining what a system should do, not how. The motivation for the thesis is an increasing interest in local renewable energy production, like PV, as a result of reduced investment costs, energy efficiency of buildings and incentives such as "plusskundeordningen".

It is developed and analyzed use case for visualization of production and consumption, as well as regulation of voltage and frequency.

- The analysis of functionality for visualization indicates that a customer can, by shifting consumption and thereby increasing the utilization of local production by 1 kWh, reduce energy cost equivalent to the investment cost for a communication and control device in a smart house.
- Norwegian requirements for connection of PV specify the possibility of reducing production during high system frequency. Functionality for frequency control in a smart house may increase consumption, so that feed-in power is reduced during periods of high frequency. The PV can then produce maximum power at all times.

Functionality for voltage regulation applies compensation with reactive power, regulation of the active feed-in power and transformer with automatic tap changing. To analyze the impact of the different mechanisms, simulation models were developed in MATLAB for a smart house and a micro grid with five equal smart houses.

- The simulation results of the voltage in a smart house showed that the voltage restrictions were not exceeded. The analysis of the concepts of voltage regulation showed that the voltage had to be regulated with active power, as compensation with reactive power had little impact.
- The simulation results of the voltage in a micro-grid with five smart houses showed that the voltage restrictions were exceeded. Based on a comparison of investment cost and impact on the voltage level, control of active power by an increased local consumption was the most attractive solution. Tap-changing in the substation are financially more attractive than upgrading the grid, while the current investment cost of a battery technology for storage is more expensive than upgrading the presented grid.

The conclusion is that the developed functionality contributes to keep the voltage and frequency within an acceptable range. This way, the functionality of a smart house and micro grid can contribute to cost-effective utilization of grid capacity.



## Innhold

Oppgavetekst .....	i
Forord .....	iii
Sammendrag .....	v
Summary .....	vii
Figurliste .....	xii
Tabell .....	xii
1. Introduksjon.....	1
1.1 Bakgrunn og motivasjon .....	1
1.2 Fremgangsmåte, omfang og metode .....	1
1.3 Avgrensning.....	2
2. Dagens kraftsystem.....	3
3. Smart Grid begrepet .....	4
4. Arkitektur og interoperabilitet i et smart grid .....	5
4.1 Konseptuell modell for et smart grid.....	5
4.2 Interoperabilitet i Smart Grid .....	6
4.3 Referansearkitektur.....	7
5. Planlegging av funksjonalitet for et smart grid .....	10
5.1 Use case metodikk.....	10
5.1.1 Oppbygning.....	10
5.1.2 Analyse av use case .....	11
5.2 Investering i smart grid teknologi .....	11
6. Solcelleanlegg og produksjonspotensial for solenergi .....	13
6.1 Solstråling og produksjonspotensialet.....	13
6.1.1 Solstråling som funksjon av tid.....	14
6.2 Solcelleanlegg.....	14
6.2.1 Solcellemodulens oppbygning og produksjonskarakteristikk.....	15
6.2.2 Koblingsboks.....	16
6.2.3 Likestrøm, DC, lastbryter .....	16
6.2.4 Kraftelektronikk for vekselretting og styring .....	16
6.2.5 Vekselstrøm, AC, lastbryter, sikringsskap, energimåler og tilkoblingspunkt.....	19
7. Effekt- og spenningsregulering ved tilknytning av lokal produksjon .....	20
7.1 Produksjon av aktiv effekt i et solcelleanlegg .....	20
7.2 Produksjon og forbruk av reaktiv effekt med kraftelektronikk .....	21
7.3 Spenningsendring og reguleringsmuligheter .....	22
7.3.1 Regulering av aktiv og reaktiv effekt.....	22
7.3.2 Automatisk trinnstyring av transformator.....	22
8. Pris- og markedsutvikling for solcelleteknologi .....	23

8.1	Internasjonal markedsutvikling .....	23
8.2	Internasjonal prisutvikling for solcellemoduler .....	23
8.3	Kostnad for et komplett solcelleanlegg i Norge .....	24
8.4	Energieffektivisering som driver for det norske markedet.....	25
8.4.1	Energimerking som et ledd i energieffektivisering .....	25
8.4.2	Null- og pluss hus.....	25
9.	Plusskunde .....	26
9.1	Definisjon .....	26
9.2	Plusskundeordningen som en motivasjon for lokal produksjon .....	26
9.2.1	Bakgrunn.....	26
9.2.2	Plusskundeordningen.....	26
9.3	Plusskunder og pluss hus i Norge .....	27
10.	Drivere og utfordringer for integrasjon av lokal produksjon .....	29
10.1	Drivere for lokal produksjon fra solenergi .....	29
10.2	Utfordringer for lokal produksjon fra solenergi.....	29
11.	Tilknytningskrav og anleggsbidrag for lokal produksjon .....	31
11.1	Tekniske funksjonskrav for tilknytning.....	31
11.1.1	Network Codes .....	31
11.1.2	Tekniske funksjonskrav for lavspente PV-enheter.....	32
11.1.3	Supplement fra tyske retningslinjer.....	33
11.2	Anleggsbidrag i tilfeller hvor forsterkning av nett er konsekvens .....	34
11.2.1	Dimensjonering av nett .....	34
12.	Lokal lagring av energi.....	35
12.1	Batteriteknologi .....	35
12.2	Lagring av produksjon ved oppvarming av rom- og tappevann .....	36
13.	Smart hus.....	36
13.1	Definisjon av et Smart hus .....	36
13.2	Hjemme automasjonssystem.....	37
13.3	Elektriske installasjoner i et smart hus .....	37
13.3.1	Lokal produksjon og styringsmulighet.....	37
13.3.2	Lokalt forbruk og styringsmulighet.....	37
13.3.3	Lokal lagring av energi.....	38
13.3.4	Energimåler.....	38
14.	Mikronett.....	39
14.1	Definisjon .....	39
14.2	Området for et mikronett .....	39
14.3	Overvåkning, styrings- og reguleringsmuligheter i mikronett.....	40
15.	Presentasjon av use case og simuleringsmodell for håndtering av lokal produksjon .....	42

15.1	Introduksjon av use case for håndtering av lokal produksjon.....	42
15.2	Simuleringsmodell for analyse av use case .....	42
15.3	Datagrunnlag for simuleringsmodellene og use casene.....	43
16.	Beskrivelse, simulering og diskusjon av Use case .....	45
16.1	Use Case "Visualiser" og " Visualiser morgendagens produksjon" .....	45
16.2	Use case "Lokal Spenningsregulering" .....	49
16.3	Use case "Lokal frekvensregulering" .....	55
16.4	Use case "Mikronett spenningsregulering".....	57
17.	Oppsummering og diskusjon.....	65
18.	Konklusjon.....	67
19.	Forslag til videre arbeid .....	69
	Referanseliste.....	70
	Vedlegg.....	76
	Vedlegg A: Utleddning av spenning i tilknytningspunkt .....	76
	Vedlegg B1: "Simulering" .....	78
	Vedlegg B2: Case 2 – Smart hus .....	83
	Vedlegg B3: Case 3 – Smart hus - reaktiv effekt.....	84
	Vedlegg B4: Case 4 – Smart hus – reaktiv og aktiv effekt .....	88
	Vedlegg B5: Case 5 - Mikronett.....	93
	Vedlegg B6: Fil for forbruk.....	96
	Vedlegg C: Use case.....	98
	Vedlegg C1: Use case mal .....	
	Vedlegg C2: Use case "Visualiser" .....	
	Vedlegg C3: Use case "Visualiser morgendagens produksjon" .....	
	Vedlegg C4: Use case "Lokal spenningsregulering" .....	
	Vedlegg C5: Use case "Lokal frekvensregulering" .....	
	Vedlegg C6: Use case "Mikronett spenningsregulering".....	

## Figurliste

Figur 1 - Tradisjonelt Kraftsystem [4].....	3
Figur 2 - Europeisk Smart Grid konseptmodell [6].....	5
Figur 3 – Interoperabilitet [6].....	6
Figur 4 - Interoperabile lag [6].....	6
Figur 5 - Smart Grid Referansearkitektur [6].....	7
Figur 6 – Komponentnivå [6].....	8
Figur 7 – Kundedomenet i et Smart Grid [11] .....	9
Figur 8 - Investering i smart grid teknologi[16] .....	12
Figur 9 - Cosinuseffekten for helningsvinkel[18] .....	13
Figur 10 - Solinnstråling i Grimstad[18] .....	14
Figur 11 - Solcelleanlegg tilknyttet overføringsnett[19].....	15
Figur 12 - Strøm-spenningskarakterstikk og effekt for en solcellemodul[17].....	16
Figur 13 – Kraftelektronikk for solcelleanlegg[23].....	17
Figur 14 - Styringsmekanisme for bryterkobling[24] .....	19
Figur 15 - Tilsynelatende, aktiv og reaktiv effekt[29].....	21
Figur 16 - Prisutvikling solcellemoduler 2009-2014 .....	23
Figur 17 - Månedlig produksjon – BKK .....	28
Figur 18 - Energibruk i bygning[67] .....	38
Figur 19 - Mikronett[2].....	40
Figur 20 - Forbruksprofil .....	44
Figur 21 - Visualisering.....	46
Figur 22 - Lavspenningsnett med et smart hus og lokal produksjon[77] .....	49
Figur 23 - Lokal spenningsregulering.....	50
Figur 24 - Lokal spenningsregulering - Reaktiv kompensering.....	52
Figur 25 - Lokal spenningsregulering, Reaktiv kompensering og Forbruksendring.....	53
Figur 26 - Nettstasjon med tilknyttet smarte hus, basert på[79] .....	57
Figur 27 - Mikronett spenningsregulering .....	61

## Tabell

Tabell 1 - Network Codes - Frekvens restriksjoner.....	32
Tabell 2 - Informasjon for lokal produksjonsenhet.....	32
Tabell 3 - Oppsummert kostnadsanalyse .....	64
Tabell 4 - Oppsummering av reguleringsmekanismer .....	66



# 1. Introduksjon

## 1.1 Bakgrunn og motivasjon

Et stadig økende energiforbruk og derav klimagassutslipp fra energiproduksjon har ledet til behov for tiltak som kan redusere utslippene. Fornybardirektivet er et tiltak fra den Europeiske Union, EU, med mål om reduksjon av utslipp, økt energieffektivisering og økt integrasjon av fornybar energiproduksjon i kraftsystemet [1].

I Norge utgjør energiforbruket i husholdninger og bygninger om lag 40 % av det totale energiforbruket[2]. Det høye energiforbruket er et stadig mer omtalt tema, med fokus på energieffektivisering, bygningsstandarder og økt integrasjon av fornybar distribuert produksjon i distribusjonsnettet og hos sluttkunden. Lokal produksjon fra solceller er en uunnværlig del i et null- og pluss hus for at de skal være selvforsynte med elektrisk kraft. Et nullhus skal produsere like mye energi som det forbruker over et år, mens et pluss hus skal produsere mer energi enn energibehovet for oppføring, drift og rivning av bygget[3].

Økende fokus på integrasjon av fornybar produksjon og energieffektivisering av bygninger medfører at stadig flere bygninger vil installere lokal produksjon fra blant annet solcelleanlegg. Det er i samtaler med nettselskapene BKK, Skagerak Energi, Hafslund og Agder Energi blitt opplyst om et økende antall forespørsler fra slutt kunder angående integrasjon av solcelleanlegg. Et økende antall lokale produksjonsanlegg, som et solcelleanlegg, kan medføre store utfordringer for driften av kraftsystemet med fokus på blant annet restriksjoner for spenningskvalitet og termiske kapasitet i overføringsnettet.

Utviklingen mot et smartere kraftsystem medfører økt instrumentering med informasjons- og kommunikasjonsteknologi i distribusjonsnettet, nettstasjoner og hos sluttkunden som vil gi økt informasjon om tilstanden i kraftsystemet. Denne informasjonen, og bedre muligheter for overvåkning og styring ved hjelp av smarte hus og mikronett, kan bidra til å overholde restriksjoner for spenning og termisk kapasitet ved integrasjon av lokal produksjon i overføringsnettet. Reguleringsmuligheter ved anvendelse av et smart hus og et mikronett vil bli undersøkt videre i oppgaven.

## 1.2 Fremgangsmåte, omfang og metode

Oppgaven er basert på litteraturstudie og deltakelse på relevante konferanser som Enova – konferansen og NEF Teknisk møte, dialog med driftspersonell i nettselskapene BKK, Skagerak Energi, Hafslund og Agder Energi, og dialog med systemleverandører av solcelleteknologi og kraftelektronikk som Getek, Eltek og Stromgraf.



Denne oppgaven er basert på den økende interessen for installasjon av solcelleanlegg i bygninger, og hvordan utvikling i solcellemarkedet kan lede til økt integrasjon av lokal produksjon hos sluttbrukere. Prisutvikling, scenarier og mulige utfordringer knyttet til lokal produksjon og solkraft i Norge vil undersøkes. I oppgaven drøftes det hvordan økt installasjon av målere, instrumentering i nettstasjon og smarthusteknologier som laststyring, energilagring og regulering av produksjon kan bidra til en kostnadseffektiv integrasjon av lokal produksjon. Av den grunn skal det utvikles, analyseres og drøftes mulige use case med funksjon for visualisering, overvåking og regulering av lokal produksjon for å overholde frekvens- og spenningsrestriksjoner. Use case er en standardisert metodikk for utvikling av funksjoner. De utviklede use casene analyseres for å kartlegge kostnader og nytteverdier for å sikre realisering av det mest kostnadseffektive alternativet. Konseptene som er utviklet for regulering av spenningen analyseres ved utvikling av en simuleringsmodell i MATLAB.

Innledningsvis i kapittel 2 og 3 presenteres dagens kraftsystem og smart grid begrepet. Smart grid blir presentert som et system av systemer, og det presenteres standardiserte verktøy for definering av domener og soner i et smart grid for å kartlegge kommunikasjonskanaler og interoperabilitet i kapittel 4. For planlegging av smart grid teknologier kan det benyttes metodikker som er presentert i kapittel 5, hvor bruk av use case og investeringsanalyse kan bidra til entydig definere funksjonalitetsbehov og valg av samfunnsøkonomiske løsninger. Kapittel 6 og 7 presenterer teknologi, produksjonspotensial og reguleringsmuligheter med anvendelse av solkraft. Pris- og markedsutvikling for solcelleteknologi undersøkes i kapittel 8. Kapittel 9 presenterer scenarier for solcelleteknologi og plusskundeordningen. I kapittel 10 og 11 presenteres drivere og utfordringer for lokal produksjon, og ulike retningslinjer for tilknytning med formål å overkomme utfordringene. Et mulig bidrag til økt integrasjon av lokal produksjon er lagringsteknologi, som blir undersøkt i kapittel 12. Kapittel 13 og 14 presenterer hjelpemidler for integrasjon av lokal produksjon, i form av teknologi for smart hus og mikronett. De utviklede use casene, basert på metodikken i kapittel 5, for visualisering og styringskonsepter for effektiv integrasjon presenteres i kapittel 15. I kapittel 16 analyseres og diskuteres use casene med blant annet anvendelse av en utviklet simuleringsmodell og kostnads- og nytteverdier. Oppgaven avsluttes med en oppsummerende diskusjon av analysene i kapittel 16 og konklusjon i 17.

### **1.3 Avgrensning**

Denne oppgaven har hatt fokus på anvendelse av use case for etablering av overvåking og styringsfunksjonalitet med formål om å bidra til en effektiv integrasjon av solcelleanlegg. Standarder vil ikke undersøkes. Use case er ikke testet i demonstrasjonsprosjekter, men er modellert og simulert i MATLAB. Det er kun sett på integrasjon av lokal produksjon og lagring i kundedomenet i denne rapporten. Det er ikke sett på muligheten for å anvende prissignaler for å optimalisere produksjon og forbruk, da det har vært fokus på å utvikle konsepter som overholder restriksjoner for spenning og frekvens som kan bidra til å redusere eller utsette behovet for en reinvestering i overføringskapasitet.

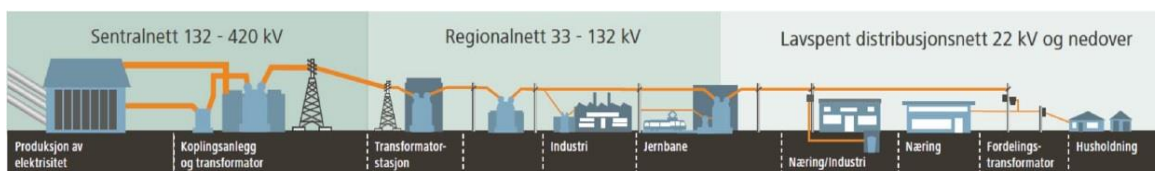
## 2. Dagens kraftsystem

Dagens kraftsystem er en vertikal struktur med store produksjonsanlegg og overføring av elektrisk kraft over lange avstander ut til forbruker, sluttkunden. I Norge er overføringsnettene delt inn i tre spenningsnivå, se Figur 1.

*Sentralnettet* har et spenningsnivå på 132 – 420 kV og transporterer elektrisk kraft fra storskala kraftproduksjon til regionalnettet.

*Regionalnettet* har et spenningsnivå på 33 – 132 kV og er et bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettene og forsyner kraftintensive kunder.

*Distribusjonsnettene* har et spenningsnivå på 0,23 – 22 kV og distribuerer elektrisk kraft ut til sluttbrukere som husholdninger, næringsvirksomhet og mindre industri.



Figur 1 - Tradisjonelt Kraftsystem [4]

Dagens kraftsystem er bygd for storskala produksjon, kraftoverføring og distribusjon av elektrisk kraft ut til sluttkunden. Økende elektrisitetsforbruk, endrede forbruksmønstre, integrasjon av distribuert produksjon og lagringsenheter, pluss hus med solcellepaneler og en stadig kostnadseffektivisering i et utdatert kraftsystem byr på utfordringer for kraftsystemets forsyningssikkerhet og pålitelighet [4].

Distribusjonsnettene har ofte en topologi for overføring av kraft en vei. Integrasjon av produksjonsenheter hos kunden eller i distribusjonsnettene kan være utfordrende med hensyn til toveis flyt av kraft og endrede spenningsforhold hos kundene. Ny teknologi og hjelpemidler som smart grid, smarte hus og et mikronett vil i det videre bli belyst, og undersøkt som et bidrag til effektiv håndtering av lokale produksjonsenheter [4].

### 3. Smart Grid begrepet

Begrepet smart grid ble introdusert på slutten av 90-tallet, og mulighetene med et smart kraftsystem fikk økt fokus da IntelliGrid-programmet startet i 2003, i regi av Electric Power Research Institute. Programmet startet som følge av økt frekvens og omfang på driftsforstyrrelser i kraftsystemet i Nord-Amerika. Mangel på automatisk respons og driftsoversikt ble adressert som en av årsakene til avbruddenes omfang og varighet[5]. IntelliGrid-programmets visjon var et kraftsystem med en mer adaptiv og automatisk respons til avbrudd og unormale situasjoner i kraftsystemet, et smart grid [6].

Visjonen for et smart kraftsystem er ulikt fra land til land og verdensdel til verdensdel. Asia er en verdensdel i vekst med økende etterspørsel etter elektrisk kraft, Europa ønsker å redusere klimapåvirkninger, mens Nord-Amerika ønsker høyere leveringssikkerhet og pålitelighet i kraftsystemet. Overordnet er smart grid et kraftsystem som benytter informasjons- og kommunikasjonsteknologi for å utnytte eksisterende infrastruktur for en mer effektiv overføring av elektrisk kraft [7].

Electropedia definerer et smart grid[8];

*"Electric power system that utilizes information exchange and control technologies, distributed computing and associated sensors and actuators, for purposes such as;*  
– *to integrate the behavior and actions of the network users and other stakeholders,*  
– *to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies"*

SINTEF Energi AS definerer et smart grid[6];

*"oppsummert kan smart grids defineres som en merkelapp på fremtidens kraftsystem (2020/2050) hvor avanserte måle- og styresystemer (AMS, smarte målere) og kommunikasjon til "alle" nettkunder og anlegg spiller en sentral rolle. Smart grids er nødvendig for å realisere mål og krav som stilles til fremtidens energisystem som bl.a. kjennetegnes av øket bruk av fornybare og intermitterende energikilder og øket grad av elektrifisering (transport, varmepumper, industriprosesser osv.)"*

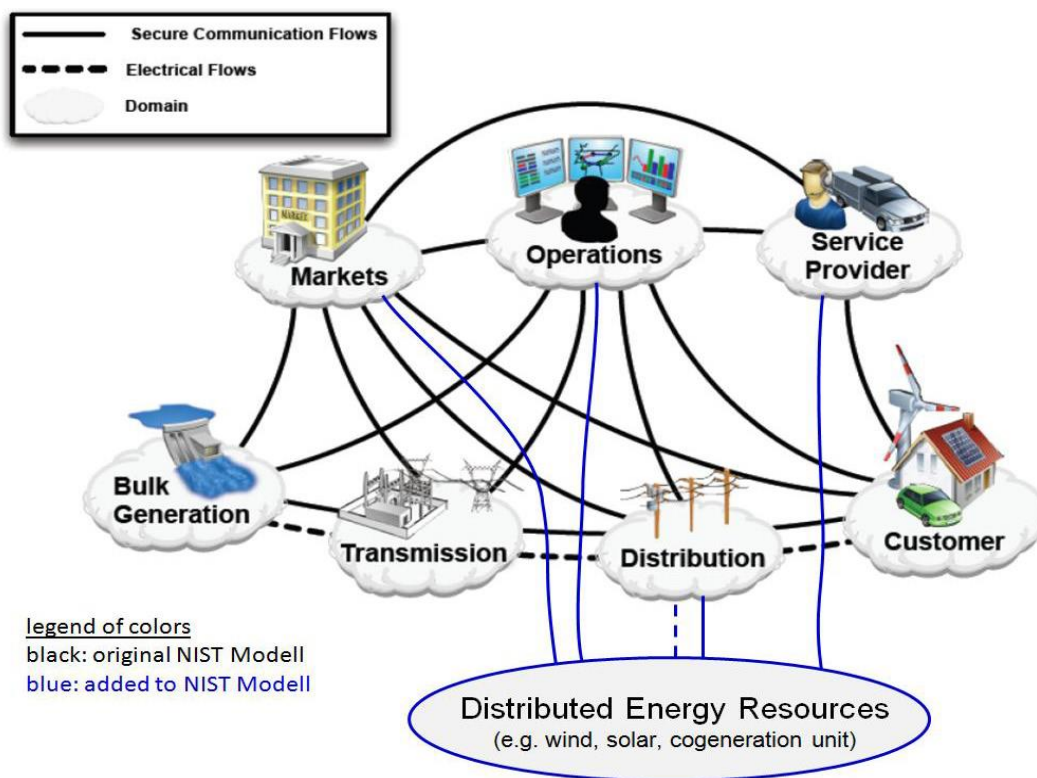
Et smart grid kan tolkes som et overordnet system av flere systemer og ulik teknologi som muliggjør en integrering av nettkundernes handlinger. Nettkunder er blant annet ordinære sluttbrukere, sluttbrukere med lokal produksjon og produksjonsenheter i distribusjonsnettet. Informasjon om nettkunders handlinger kan bidra til å overføre elektrisk kraft på en bærekraftig, økonomisk og sikker måte[5, 9].

## 4. Arkitektur og interoperabilitet i et smart grid

### 4.1 Konseptuell modell for et smart grid

The National Institute of Standards and Technology, NIST, har utviklet en standardisert konseptuell modell for definering av domener og interaksjoner i et smart grid på et overordnet nivå. Den amerikanske modellen er videreutviklet, under standardiseringsmandat 490, til en europeisk modell. Den europeiske modellen har integrert distribuert produksjon i et eget domene, se Figur 2. I modellen er de ulike domene i et smart grid symbolisert med skyer, og interaksjonene toveis kommunikasjon og kraftoverføring mellom domenene er symbolisert med henholdsvis heltrukne og stiplede linjer. De overordnede domenene er definert [10, 11];

- Marked (Markets)
- Drift (Operations)
- Selskap/aktør (Service provider)
- Kunde (Customer)
- Distribusjonsnett (Distribution)
- Transmisjonsnett (Transmission)
- Sentral storskala produksjon (Bulk generation)
- Distribuert produksjon (Distributed Energy Resources)



Figur 2 - Europeisk Smart Grid konseptmodell [6]

De heltrukne linjene i figuren angir at flere av domeneene i et smart kraftsystem kommuniserer med hverandre. I domene definert i figuren er det underliggende domener og systemer, med ulike interaksjoner. Et smart grid er et system av systemer, og det er derav viktig å kartlegge interaksjoner slik at systemene fungerer på en hensiktsmessig måte.

## 4.2 Interoperabilitet i Smart Grid

Den konseptuelle modellen kartlegger hvilke overordnede domener som kommuniserer i et smart grid. En kommunikasjonskanal alene sikrer ikke at informasjonen som kommuniseres er forståelig, og benyttes til tenkt funksjon. Det er derfor viktig å kartlegge hvilke domener, og underliggende systemer, som har interaksjoner for å sikre at informasjonen som deles kan tolkes og anvendes til sitt formål. Interoperabilitet kan defineres [6];

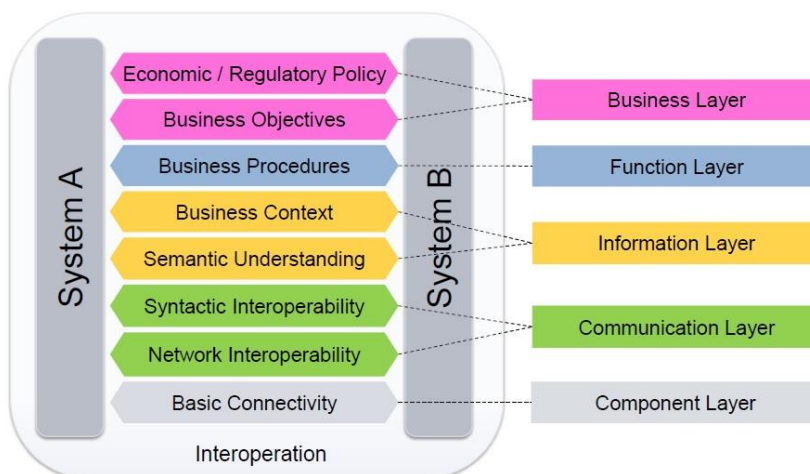
*Evnen som to eller flere innretninger fra samme eller ulike leverandører har til å utveksle informasjon og utnytte denne informasjonen til ønsket funksjon eller samvirke.*

Figur 3 illustrer informasjonsdeling for å utføre en funksjon mellom to systemer.



Figur 3 – Interoperabilitet [6]

Interoperabilitet mellom to systemer er angitt mer detaljert ved anvendelse av fem interoperable lag, se Figur 4 [6];



Figur 4 - Interoperable lag [6]

De ulike lagene definerer ulike nivå innen interoperabilitet for å sikre kommunikasjon og informasjonsdeling [10]:

*Forretningslaget (Business)* angir utveksling av informasjon i smart grid fra et forretningsperspektiv. I dette laget kartlegges regulatoriske, økonomiske og politiske forretningsmodeller [6].

*Funksjonslaget (Function)* presenterer funksjoner, use case, uavhengig av systemer og komponenter. Laget dekker samvirke mellom forretningsområder og prosesser. use case blir videre beskrevet i kapittel 5 [6].

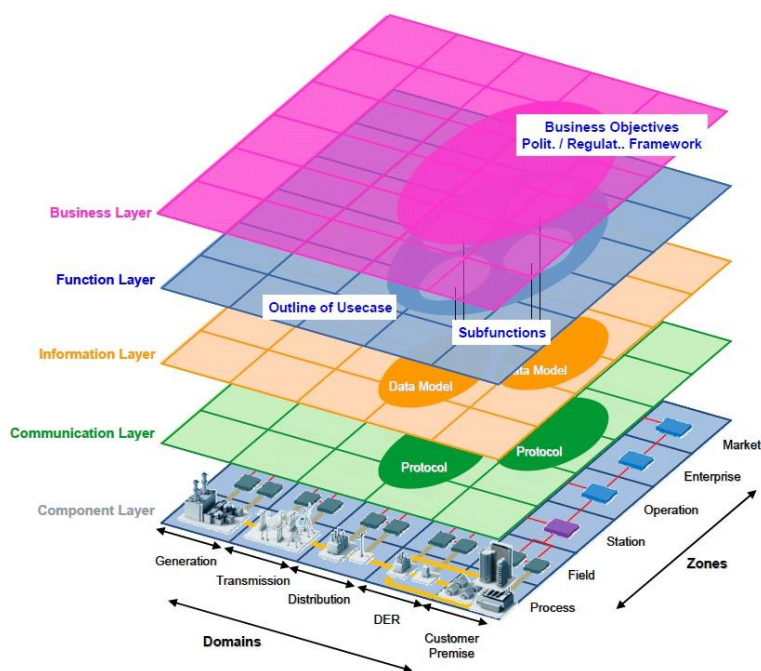
*Informasjonslaget (Information)* beskriver datamodeller og informasjonsobjekter for håndtering og tolkning av informasjonsflyt som inngår i use case [6].

*Kommunikasjonslaget (Communication)* beskriver protokoller og ulike mekanismer for utveksling av informasjon og tolkning av data [6].

*Komponentlaget (Component)* består av infrastrukturen i kraftsystemet [6].

### 4.3 Referansearkitektur

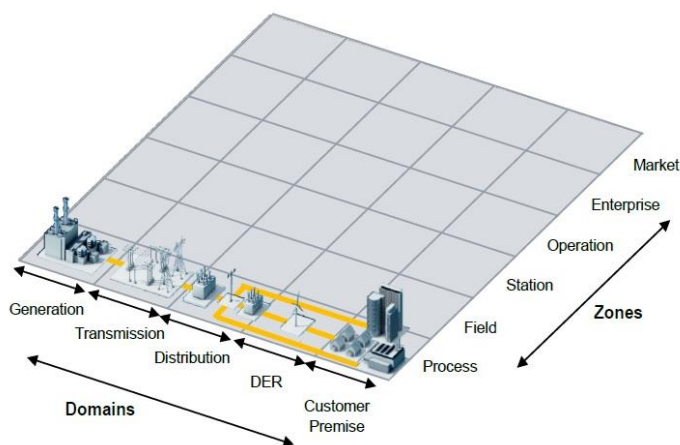
Referansearkitektur for et smart grid, se Figur 5, er et hjelpemiddel for oppdeling og organisering av de overordnede domeneene i den konseptuelle modellen for et smart grid. Referansearkitekturen består av domener tilknyttet kartsystemet, og soner basert på hierarkisk inndelt informasjonshåndtering og styring i kraftsystemet. De interoperable lagene benyttes for å sikre interoperabilitet på ulike nivå mellom, og internt, i sonene og domene [10].



Figur 5 - Smart Grid Referansearkitektur [6]



Infrastrukturen i kraftsystemet er som nevnt angitt i komponent nivået, se Figur 6, hvor domene og de respektive sonene angis på aksene [6, 10].



Figur 6 – Komponentnivå [6]

Domenene er delt opp basert på den vertikale struktur i kraftsystemet, fra produksjon til forbruk[6]. Denne oppgaven har et særlig fokus på kundedomenet.

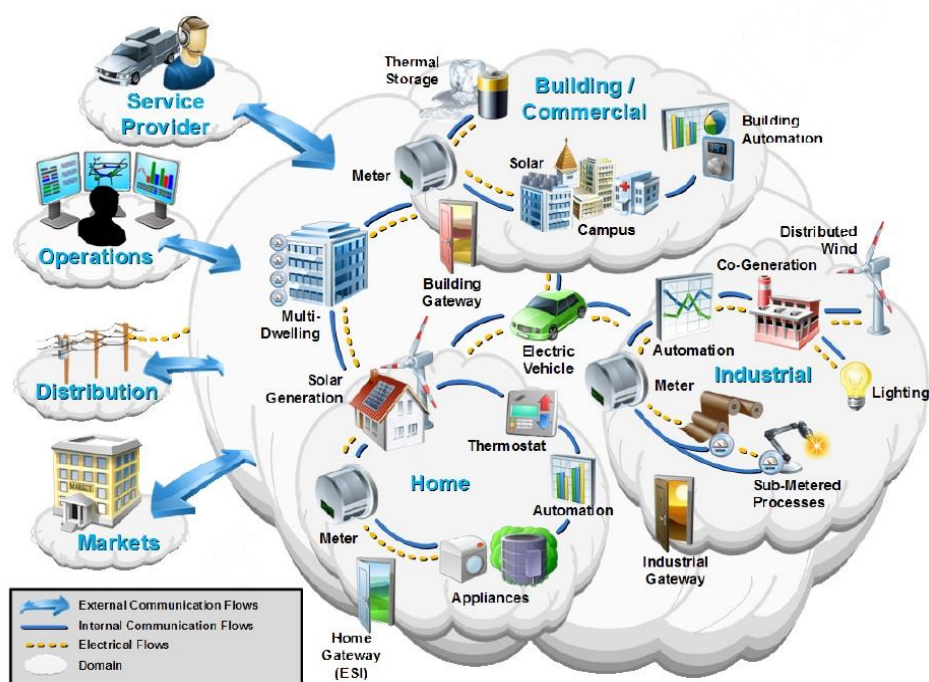
*Produksjon (Generation)* – Storskala produksjon

*Transmisjonsnett (Transmission)* – kraftoverføring i sentral- og regionalnettet.

*Distribusjon (Distribution)* – fordeler elektrisk kraft til forbrukere.

*Distribuerte produksjons- og lagringsenheter (DER)* – mulighet for integrering av distribuert produksjon og lagringsenheter i distribusjonsnett og på kundenivå.

*Kunde (Customer)* – omfatter installasjonen til kunden. Figur 7 angir domenet i detalj basert på den amerikanske modellen. Figuren angir at kundedomenet er et overordnet domene som består av de tre domene husholdning (Home), offentlige bygg (Building/Commercial) og industri (Industrial). Husholdningen vil være i fokus i det følgende. I figuren er kommunikasjonskanaler og elektrisk overføring angitt med henholdsvis blå og gule streker. I husholdningen er det installasjoner som strømmåler, termostat, forbruksapparater, produksjons- og lagringsenheter og et automasjonssystem. Automasjonssystemet kan kommunisere med apparatene, og anvende en gateway for integrasjon og kommunikasjon med andre domener [11]. En gateway er, i følge Electropedia, en enhet som kobler sammen to nettverk med ulik arkitektur, en slags oversetter [12].



Figur 7 – Kundedomenet i et Smart Grid [11]

Innholdet i de ulike sonene i referansearkitekturen, Figur 6, avhenger av domenet [6]:

*Prosess (Process)* – fysisk utstyr som generatorer, transformatorer, brytere, kabler og kraftelektronikk

*Felt (Field)* – Installasjoner for å overvåke, kontrollere og beskytte kraftsystemet. Dette kan være relevern, intelligente enheter, målere og sensorer.

*Stasjon (Station)* – aggregerer informasjon og data fra et område, med mulighet for lokale driftssystem og automasjon i nettstasjon [10].

*Drift (Operation)* – driftssystem for det respektive domenet.

*Selskap/aktør (Enterprise)* – kommersielle og organisatoriske aktører i selskapet.

*Marked (Market)* – kraftmarkedet, for eksempel spotmarked og balansemarked.

Sonene er en hierarkisk inndeling av funksjonalitet. For eksempel kan automasjon i en nettstasjon være i sonen *stasjon*, da har automasjonssystemet lokal kontroll begrenset til den enkelte nettstasjonen. Flere nettstasjoner med automasjon kan kontrolleres av et overordnet driftssystem i sonen drift [10]. Gjennomgangen av domenenene angir at et smart grid er bygd opp av ulike funksjoner og systemer. Det er viktig å planlegge smart grid teknologi slik at funksjoner og systemer kan kommunisere og anvendes til ønsket funksjon.



## 5. Planlegging av funksjonalitet for et smart grid

Ny teknologi og systemer som bygger opp et smart grid eller smart hus må planlegges og utvikles. I planleggingen av funksjonalitet er det viktig å etablere klare definisjoner og løsninger, slik at et overordnet system er både interoperatibelt og utfører den ønskede funksjonen.

### 5.1 Use case metodikk

Use case er et metodisk verktøy med opprinnelse fra IT-utvikling, og er en standardisert metodikk som blant annet kan anvendes til å beskrive hva et system skal utføre. Det benyttes en såkalt "black box" metodikk som angir *hva* som skal utføres, og ikke *hvordan*. Metodikken beskriver det stegvise spillet mellom involverte aktører i et scenario for å utføre den ønskede funksjonen. Aktører kan være personer, programvare, andre systemer, databaser eller installasjoner som kommuniserer eller samhandler med systemet eller funksjonen som skal utvikles. Det kan benyttes et sekvensielt diagram for å skissere interaksjonene og kommunikasjonen mellom deltagende aktører, hvor det er vanlig å anvende et "*unified modelling language*" diagram. Innen IT-utvikling har use case blitt benyttet som et hjelpeverktøy for å beskrive funksjonalitet, krav og involverte aktører i et system, for å sikre at programutviklere og kunden hadde lik definisjon av hva systemet skulle utføre[13].

#### 5.1.1 Oppbygning

Use case inndeles i ulike nivå og typer som kan bygge på hverandre. Dette legger til rette for en nedbryting av et overordnet system, som smart grid, til mindre systemer[14].

- Et høy-nivå generisk use case beskriver det overordnede systemet som utvikles
- Primær use case beskriver en funksjon til et system i detalj.
- Sekundært use case kan anvendes av flere primære use case, og kan for eksempel være en kommunikasjonsfunksjon.

Det er utviklet en norsk mal for oppbygning av use case, se vedlegg C1, i DeVID prosjektet. I malen er det mulig å fylle ut ulik informasjon;

- Navn, omfang og mål
- Beskrivelse av hva use case skal gjøre
- Diagram med oversikt over interaksjoner mellom aktører
- Presentasjon av deltagende aktører med navn, type og beskrivelse
- Forutsetninger, antagelser og betingelser
- Stegvis beskrivelse av de ulike scenariene, med oversikt over hvilke hendelser som initierer ulike interaksjoner mellom aktørene i use case for å utføre en funksjon
- Informasjon som utveksles mellom aktørene

Use case er en iterativ metodikk, som legger til rette for at det kan oppgis informasjon på et overordnet nivå i første runde. Det vil si at ikke alle punktene må fylles ut, og i påfølgende itereringer kan ulike interessenter som fagpersoner, IT spesialister og kunder bidra med relevant informasjon og tilbakemeldinger.

### 5.1.2 Analyse av use case

Formålet med anvendelse av use case metodikken var blant annet å sikre at informasjonen som deles mellom aktører anvendes til tenkt funksjon. Altså utvikling av interoperable systemer. Et use case kan analyseres ved å anvende referansearkitekturen for et smart grid, til å angi soner, domener og systemer som use case anvender. Det vil si en kartlegging av aktører i use case og informasjon- og kommunikasjonsflyt mellom aktørene. Basert på informasjonsflyten kan aktuelle standarder for å sikre at den tenkte funksjonen blir utført avdekkes. I en situasjon hvor det er ikke er tilgjengelig en standard resulterer det i et gap, og et behov for utvikling av en standard. Prosessen bidrar til å sikre at informasjonen som deles i use case er forståelig og kan benyttes til tenkt funksjon av den aktuelle aktøren[16].

## 5.2 Investering i smart grid teknologi

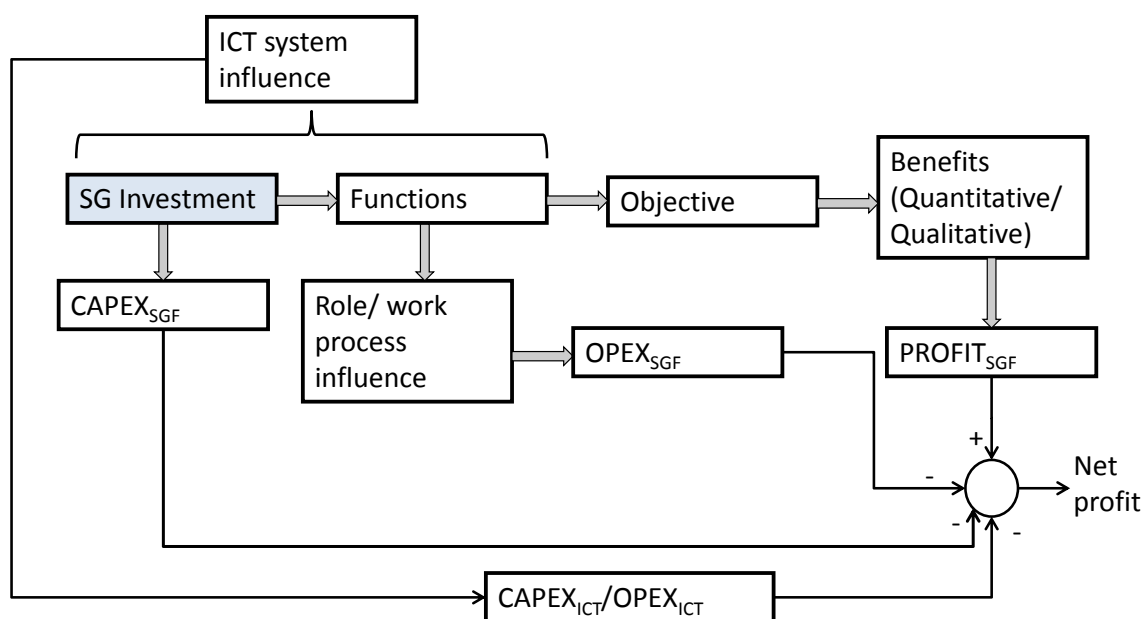
Det er et nettselskap som eier og drifter overføringsnett, og et nettselskap skal drives på en samfunnsmessig rasjonell måte [15]. Det vil si at en investering i teknologi må være samfunnsøkonomisk, for at et nettselskap skal utføre investeringen. Et nettselskap kan ha fokus på personsikkerhet, omdømme, leveringskvalitet, miljøperspektiv og økonomi. Økonomi omhandler investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og kostnader relatert til avbrudd og tap i overføring. Fra en sluttkundes perspektiv kan det være andre målsetninger som for eksempel reduksjon av energikostnader eller miljøperspektiv som økt forbruk av "grønn" fornybar lokal energi. Smart grid teknologi i form av use case kan anses som et tiltak. Et tiltak som kan ha positive virkninger for noen grupper og negative for andre. Det er viktig at virkningene av et tiltak, use case, kartlegges slik at en helhetlig vurdering kan anvendes i en beslutningsprosess som avgjør om tiltaket skal realiseres.

Virkingen eller nytteverdien av et tiltak, smart grid teknologi, kan kartlegges ved å skille mellom kvantifiserbare nytteverdier og ikke-kvantifiserbare nytteverdier. Kvantifiserbare nytteverdier er knyttet til økonomi, og har en positiv eller negativ virkning på økonomien. Ikke-kvantifiserbare nytteverdier kan deles inn i negative og positive virkninger og vurderes opp mot hverandre. En ikke-kvantifiserbar nytteverdi kan være et godt omdømme for et nettselskap. Ikke-kvantifiserbare og kvantifiserbare nytteverdier sammenlignes så langt det lar seg gjøre [16].

Knyttet til investering i use case er det utviklet en overordnet modell, se Figur 8. Denne figuren illustrer forløpet fra en eventuell investering, SG Investment, til å sammenligne nytteverdier og kostnader, net profit, til investeringen [16].

- En investering i smart grid teknologi vil medføre en funksjon, et use case, som kan dekke et eller flere behov (Objectiv). Basert på om dette behovet oppnås vil det resultere i ulike nytteverdier, positive og negative. Summen av nytteverdiene,  $Profit_{SGF}$ , inngår i summering "net profit".
- Funksjonen, use case, vil muligens påvirke driftskostnader (OPEX) og medføre en investeringskostnad (CAPEX).
- Knyttet til smart grid som overordnet system er det behov for informasjons- og kommunikasjonssystemer som vil medføre investerings- og driftskostnad.

Modellen summer opp nytteverdier og kostnader for å angi om en investering i et use case vil være samfunnsøkonomisk lønnsom. Et tiltak som er lønnsomt for privatøkonomien til en sluttkunde, er ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk lønnsomt[16].



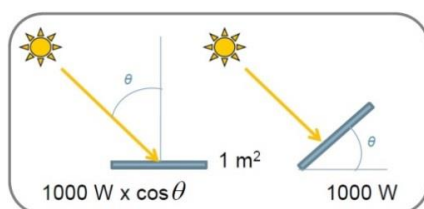
Figur 8 - Investering i smart grid teknologi[16]

Use case metodikk og investeringsanalyse kan være nyttige hjelpemidler ved utvikling av ny funksjonalitet og teknologi for et smart grid og integrasjon av lokal produksjon. Use case kan bidra til utvikling av interoperable systemer og basert på investeringsanalysen kan det kartlegges hvilke funksjoner som er lønnsomme og burde realiseres.

## 6. Solcelleanlegg og produksjonspotensial for solenergi

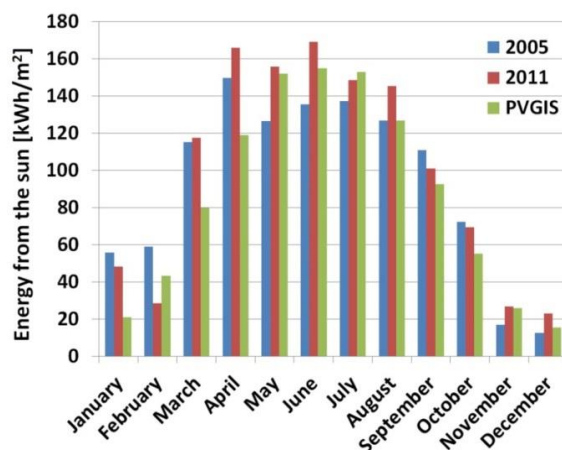
### 6.1 Solstråling og produksjonspotensialet

Strålingsenergien fra solen som treffer et gitt punkt på jordoverflaten varierer med blant annet breddegrader, skyer, luftfuktighet og døgn- og årstid [17]. Potensialet for utnyttelse av solstrålingen for produksjon av elektrisk kraft er høyest i områder rundt ekvator, og avtagende ved nordlige- og sørlige breddegrader. Solstrålene har en kortere distanse til ekvator og treffer jordoverflaten i en plan flate, mens ved nordlige- og sørlige breddegrader vil solstrålingen måtte passere en tykkere atmosfære og treffer jordoverflaten i en vinkel. For å utnytte mest av strålingen kan den eksponerte flaten installeres med en helning mot sør for å kompensere for den nordlige breddegraden. Et avvik i helningen kan anses som et mulig tapsledd og kalles cosinuseffekten. Figur 9 angir at et avvik i helningsvinkelen medfører at solstrålingen må multipliseres med cosinus til avviket som vil redusere mulig utnyttelse av solstrålingen [18].



Figur 9 - Cosinuseffekten for helningsvinkel[18]

Energien fra solen kan uttrykkes med begrepene innstråling og solstråling. Innstråling angir energimengden ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ), og solstråling angir intensiteten eller effekten fra solen ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). Produksjonspotensialet av elektrisk kraft er avhengig av innstrålingen og solstrålingen på det aktuelle stedet. Oslo, Kristiansand og Bergen har en innstråling, over året, på henholdsvis 970, 1000 og 800 ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ ) med en optimal helningsvinkel på henholdsvis 41°, 38° og 37°. Figur 10 skisserer månedlig innstråling i Grimstad for årene 2005 og 2011. Tallene for 2005 og 2011 angir målt innstråling, med henholdsvis blå og rød kolonne. Den grønne kolonnen er estimert innstråling. Det kan leses fra figuren at potensialet for produksjon om våren er økende, med høyest potensial om sommeren og avtagende utover høsten [18-20].



Figur 10 - Solinnstråling i Grimstad[18]

### 6.1.1 Solstråling som funksjon av tid

Solstrålingen, effekten, som treffer et gitt punkt på jordoverflaten kan estimeres basert på informasjon om soloppgang og nedgang. Det er mulig å tilnærme banen til solen over himmelen med en sinuskurve med nullpunkt i soloppgang og nedgang. I det punktet hvor solen står høyest på himmelen, har sinuskurven sitt maksimalpunkt og høyest solstråling[21]. Solstrålingen er derav gitt av tiden, hvor tiden er oppgitt i minutt og starter klokken 00:00. Oppløsningen er valgt til minutt ettersom det er benyttet målerdata fra prosjektet "solstrøm på nett", hvor oppløsningen var minutt. Formel (1.1) angir solstrålingen.

$$I(t) = I_{max} \sin\left(\frac{\pi}{t_{ned} - t_{opp}}(t - t_{opp})\right) \quad (1.1)$$

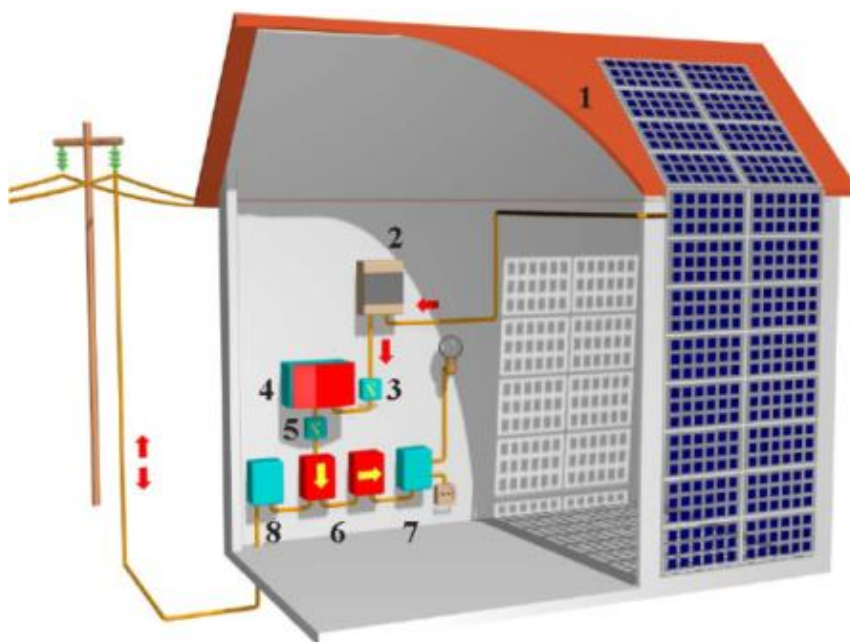
- $I(t)$  = Solstråling som funksjon av t [ $W/m^2$ ]
- $I_{max}$  = Maksimal solstråling [ $W/m^2$ ]
- $t_{opp}$  = Soloppgang fra 00:00 [min]
- $t_{ned}$  = Solnedgang fra 00:00 [min]
- $t$  = tid fra 00:00 [min]

## 6.2 Solcelleanlegg

Et solcelleanlegg for elektrisk kraftproduksjon er illustrert i Figur 11, og kan bestå av [19];

1. Solcellemodul
2. Koblingsboks
3. Lastbryter for likestrøm, DC
4. Krafterlektronikk
5. Lastbryter for vekselstrøm, AC
6. Energimåler
7. Sikringskap
8. Tilknypningspunkt til overføringsnettet

De ulike komponentene i solcelleanlegget vil i følgende underkapitler bli beskrevet med fokus på produksjonskarakteristikk i solcellene og funksjonalitet i kraftelektronikk.

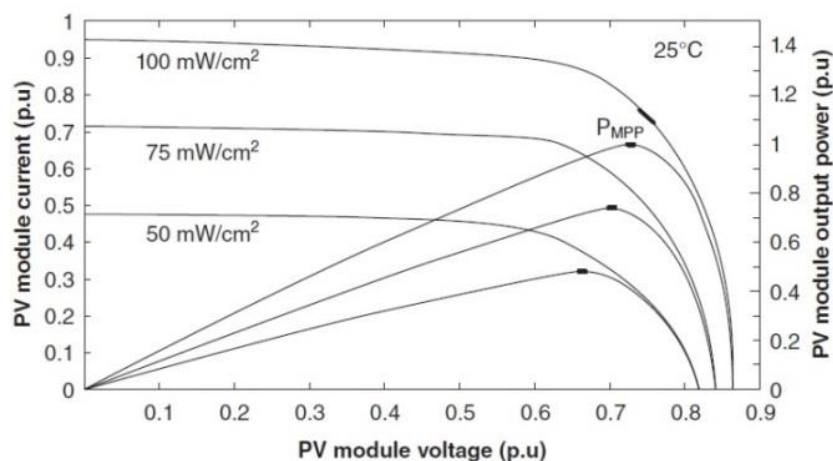


Figur 11 - Solcelleanlegg tilknyttet overføringsnett[19]

### 6.2.1 Solcellemodulens oppbygning og produksjonskarakteristikk

Solceller lages av halvledermaterialer. Det er vanlig å benytte halvledermaterialene Kadmium tellurid (CdTe), kobber-indium-gallium-selenid (CIGS) og silisium (Si) i solcellemoduler. Silisium er mest brukt, og anvendes i både krystallinske- og tynnfilm solceller. Krystallinske solceller bygges opp av flere skiver (wafere) av monokrystallinsk eller multikrystallinsk silisium. Tynnfilm solceller bygges opp av for eksempel amorft-silisium på substrat av glass eller stål [20].

En enkel solcelle kan kun produsere en elektrisk spenning i intervallet 0,3 - 0,6 volt [17]. Ved å seriekoble flere solceller i en solcellemodul, summeres spenningsbidrag fra hver solcelle til en høyere spenning. Parallellkobling øker strømstyrken til solcellemodulen. Solcellemoduler kan på lik måte som solceller kobles sammen i både serie, til en streng, og i parallell for å oppnå ønsket spesifisering for spenning og strøm for solcelleanlegget. Strøm-spenning-, og effektkarakteristikken for en solcellemodul er gitt i Figur 12. Figuren illustrer mulig effektproduksjon,  $P_{MPP}$ , som funksjon av strøm og spenning, og angir hvordan strøm og spenning endres ved endret solstråling. Det kan leses at strømstyrken og spenningen reduseres med redusert solstråling, som medfører at mulig effektproduksjon også reduseres. Verdiene i figuren er basert på en temperatur på 25 °C, hvor høyere temperatur vil redusere maksimal effekt. Temperaturvariasjoner utelates i det videre [17].



Figur 12 - Strøm-spenningskarakteristikk og effekt for en solcellemodul[17]

Punktet  $P_{MPP}$  indikerer det punktet hvor mulig effektproduksjon er høyest. MPP er en forkortelse for "maximum power point", som angir punktet for høyest effekt. Punktet er gitt av de sammenfallende verdiene for strøm,  $I_{MPP}$ , og spenning,  $V_{MPP}$ . Ettersom mulig effektproduksjon er avhengig av både solstråling, temperatur, og som omtalt i kapittel 6.1, breddegrad er det utviklet standard testbetingelser for å angi effektiviteten eller virkningsgraden til solcellemoduler. Standard testbetingelser er;

- Strålingsintensitet;  $1000 \text{ W/m}^2$
- Spektrum: AM 1,5
- Temperatur;  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

AM 1,5 er spektrumet når sollyset må passere en tykkere atmosfære som for eksempel ved en nordlig breddegrad. Basert på testbetingelsene har monokrystallinske solceller en virkningsgrad på 15-20 %, multikrystallinske 14-16 %, og tynnfilm solceller i 7-12 % [17, 20].

### 6.2.2 Koblingsboks

Et solcelleanlegg består ofte av flere serie- og parallellkoblede solcellemoduler. Avhengig av design og størrelse på solcelleanlegget kan en koblingsboks benyttes til å koble overføringskabelen fra flere parallellkoblede solcellemoduler sammen.

### 6.2.3 Likestrøm, DC, lastbryter

En lastbryter for likestrøm skal automatisk koble ut produksjon fra solcelleanlegget hvis forhåndsdefinerte grenser for spenning brytes. Lastbryteren skal forhindre farlige driftssituasjoner ved utkobling ut anlegget under feil eller reparasjon i overføringsnettet[22].

### 6.2.4 Krafterlektronikk for vekselretting og styring

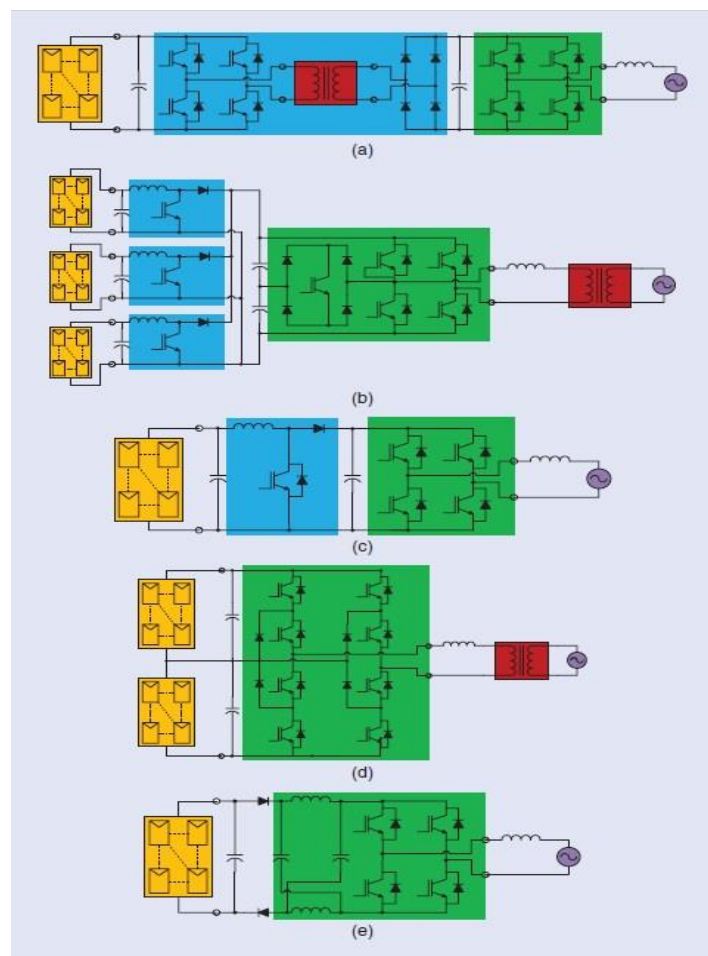
I et solcelleanlegg benyttes krafterlektronikk til å vekselrette likestrømmen, DC, som produseres i solcellemodulene til vekselstrøm, AC. Det kan skilles mellom mikro-, streng- og sentralvekselretter[20];

- Mikrovekselretter er ofte integrert i den enkelte solcellemodul, og er en dyr men effektiv løsning for mindre anlegg
- Strengvekselretteren har tilknyttet produksjon fra flere seriekoblede solcellemoduler.
- En sentralvekselretter benyttes i store anlegg

I et solcelleanlegg for en husstand er det vanlig å anvende en strengvekselretter, hvor det skilles mellom kraftelektronikk med et og to-steg [20];

- Et-steps benytter en vekslerretter, DC-AC, for vekslerretting av likestrømmen
- To-steps benytter en seriekobling av en omformer, DC-DC, og en vekslerretter, DC-AC, for å vekslerrette likestrømmen

Ulike topologier for kraftelektronikk i et solcelleanlegg er angitt i Figur 13. I figuren er solcellemodulene markert med gult, DC-DC omformere med blå, DC-AC vekslerrettere med grønn og transformatorer med rød. Det er mulig å benytte en transformator for å øke utgangsspenning. Topologi "c" benytter en seriekobling av en DC-DC omformer og en vekslerretter, og er den topologien som vil bli undersøkt videre[23].



Figur 13 – Kraftelektronikk for solcelleanlegg[23]



## DC-DC omformer

DC-DC omformeren benyttes til å øke inngangsspenningen til DC-AC vekselretteren og til å styre spenning-strøm karakteristikken i solcellemodulen, Figur 12. Omformeren kalles ofte step-up som følge av at den øker spenningen som etableres i solcellene.

Omformeren kan øke spenningen ved å styre bryteren angitt i det blå området i Figur 13c. I perioder hvor bryteren er koblet inn vil spolen lagre energiproduksjonen fra solcellemodulene, og i perioder hvor bryteren er åpen vil energien fra spolen og solcellemodulene overføres til vekselretteren. Kondensatoren som er koblet inn mellom DC-DC omformeren og vekselretteren bidrar til å holde spenningen tilnærmet konstant [17, 24].

Ved å styre spennings-strøm karakteristikken kan produksjonen fra solcellemodulen til en hver tid være maksimal,  $P_{MPP}$ , gitt solstrålingen. Det kan benyttes flere styringsmekanismer, hvor "perturb and observe" er en vanlig mekanisme som kan deles i tre trinn [17, 24];

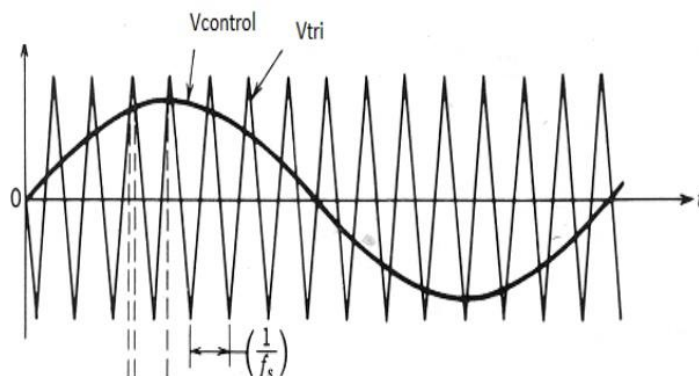
1. Inngangsspenningen til omformeren økes, det vil si spenningen i solcellene øker
2. Hvis effektproduksjonen øker fortsetter spenningen å øke, helt til produksjonen reduseres. Dette er punktet for maksimal effektproduksjon,  $P_{MPP}$  og  $V_{MPP}$ .
3. Hvis effektproduksjonen reduseres i punkt 1, reduseres inngangsspenningen til omformeren. Det vil medføre at effektproduksjonen øker, og at spenningen reduseres helt til effektproduksjonen reduseres. Dette er punktet for maksimal effektproduksjon,  $P_{MPP}$  og  $V_{MPP}$ .

## DC-AC vekselretter

Det kan anvendes en enfaset eller trefaset vekselretter hvor konseptet for vekselretting er tilnærmet likt. Vekselretteren består av en øvre og nedre leder med vertikalt koblede broer, som angitt i det grønne området i Figur 13c. En bro består av et bryterpar med dioder. Figur 13c angir en enfaset vekselretter med to broer. En trefaset vekselretter har en bro for hver fase. For hver utgangsfase er det bidraget fra to broer som sammenlignes og utgjør fasespenningen. Inngangsspenningen til vekselretteren er DC, det vil si at utgangsspenningen fra den enkelte broen vil ha en firkantform. En firkantform som oscilleres mellom negativ og positivt inngangsspenning, og avhenger av hvilken bryter som er koblet inn og ut. I Figur 13c vil bryterne i tilknytning den til den øvre lederen gi et positivt bidrag, og kan fra venstre kalles B11 og B21. Bryterne i tilknytning til den nedre lederen vil gi et negativt bidrag, og kan fra venstre kalles B12 og B22 [24].

Det er mulig å benytte ulike kontrollmekanismer for å tilnærme en sinusformet utgangsspenning. En kontrollmekanisme heter "Pulse-Width Modulation", PWM. Mekanismen er tilsvarende i en enfaset og trefaset vekselretter, enfaset blir omtalt i det videre. Styringsmekanismen anvender to moduleringsfaktorer for å styre inn- og utkobling av bryterne. Det medfører at amplituden, bredden og antall firkantpulser i en periode kan

reguleres, slik at summen av pulsene har en tilnærmet sinusform. Modulasjonsfaktorene for amplitude og frekvens anvender en sammenligning av et kontrollsignal,  $V_{\text{Control}}$ , og et trekantsignal,  $V_{\text{tri}}$ , som angitt i Figur 14. Kontrollsignalet har lik frekvens og sinusform som ønsket utgangsspenning. I perioder hvor amplituden til kontrollsignalet er høyere enn trekantsignalet leder bryter B11 og B22, og gir en positiv utgangsspenning. I perioder hvor amplituden til trekantsignalet er høyere enn kontrollsignalet leder B12 og B21, og gir en negativ utgangsspenning. Det er også mulig å anvende to kontrollsignal, slik at bryterne ikke kobles i par, men alene. Da kan utgangsspenning variere fra positiv til null til negativ. Logikken er lik, men to kontrollsignal medfører høyere frekvens på bryterkoblingene og derav en renere sinusform [24].



Figur 14 - Styringsmekanisme for bryterkobling[24]

Amplitudemodulering er forholdet mellom amplituden til kontrollsignalet og det høyfrekvent trekantformede signalet. Etersom kontrollsignalet er sinusformet, vil det medføre at amplituden til utgangsspenningen vil variere med tiden [24].

Frekvensmodulering er forholdet mellom frekvensen til trekantsignalet og kontrollsignalet. En høy frekvensmodulering medfører flere spenningsbidrag med smalere bredde, og derav en mer sinusformet sum av spenningsbidragene [24].

Utgangsspenningen fra vekselretteren har derav tilnærmet lik spenningsform som spenningen i overføringsnettet. Forvrengning og overharmoniske strømmer kan ytterligere reduseres ved økt frekvensmodulering [17, 24].

### 6.2.5 Vekselstrøm, AC, lastbryter, sikringsskap, energimåler og tilkoblingspunkt

En vekselstrøms lastbryter skal forhindre overbelastning. Solcelleproduksjonen skal være tilkoblet i en husstands sikringsskap med en egen sikring mot høy strøm [19]. For å måle innmating og uttak av effekt til overføringsnettet må en firekvadrants energimåler installeres. Dette er en måler som kan måle innmating og uttak av både aktiv og reaktiv effekt. Det er også lovpålagt med avanserte måle- og styringssystemer, AMS, i samtlige husstander innen 2019 [25]. Tilkoblingspunktet for husstanden er det punktet hvor forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet er gjeldende [19].

## 7. Effekt- og spenningsregulering ved tilknytning av lokal produksjon

### 7.1 Produksjon av aktiv effekt i et solcelleanlegg

I kapittel 6.1 og kapittel 6.2.1 ble det presentert hvordan solstrålingen varierer over døgnet, og at produksjonspotensialet er avhengig av solstråling. Solstrålingen har enhet effekt per flateenhet, det vil si at mulig effektproduksjonen fra et solcelleanlegg er gitt av formel (1.1) og solcelleanleggets areal. Den mulige effektproduksjonen fra et solcelleanlegg er avhengig av systemvirkningsgraden til anlegget og helningsvinkelen. Systemvirkningsgraden er virkningsgraden til alle komponentene i anlegget, og sier noe om de totale tapene i produksjonen. Den aktive effektproduksjonen er da gitt av formel (1.1), arealet, systemvirkningsgraden og kompensert for et eventuelt avvik i helningsvinkelen, som angitt i formel (1.2) [21];

$$P(t) = I_{max} \sin\left(\frac{\pi}{t_{ned} - t_{opp}}(t - t_{opp})\right) * A * n \cos(\delta_{optimal} - \delta_{reell}) \quad (1.2)$$

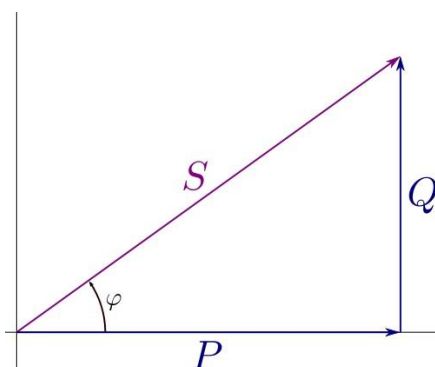
- $P(t)$  = Aktiv effekt som funksjon av tid fra 00:00 [W/min]
- $A$  = Totalt areal solcellemoduler [ $m^2$ ]
- $n$  = Systemvirkningsgrad [%]
- $I_{max}$  = Maksimal solstråling [ $W/m^2$ ]
- $t_{opp}$  = Soloppgang fra 00:00 [min]
- $t_{ned}$  = Solnedgang fra 00:00 [min]
- $t$  = Tid fra 00:00 [min]
- $\delta_{optimal}$  = Optimal helningsvinkel på stedet
- $\delta_{reell}$  = Reell helningsvinkel på solcellemodulene

Det er mulig å regulere produksjonen av aktiv effekt ved for eksempel å endre spenningen i solcellemodulene. Solcellemodulene har som kjent et punkt for maksimal effektproduksjon, dette punktet er tilsvarende den mulige effekten i formel (1.2) minus tap i solcelleanlegget. Kraftelektronikken kan endre dette driftspunktet og på den måten også effektproduksjonen. Det kan bidra til å redusere produksjon. Kraftelektronikken kan også bidra til å forhindre raske endringer i produksjonen, ved å regulere produksjonen sakte opp og ned[26].

## 7.2 Produksjon og forbruk av reaktiv effekt med kraftelektronikk

Effektproduksjonen fra en solcellemodul består av kun aktiv effekt. Det er mulig å anvende kraftelektronikken i solcelleanlegget som en kondensator eller reaktor, ved å styre bryterkoblingene. Styring av bryterkoblingene, med PWM, kan på den måten bidra til produksjon eller forbruk av reaktiv effekt i vekselretteren. Ved å styre bryterkoblingene kan fasevinkelen til utgangsstrømmen endres i forhold til spenningen i overføringsnettet. Det vil si at det er mulig å styre effekt faktoren, som er cosinus til fasevinkelen mellom spenning og strøm. På den måten kan en vekselretter være både en reaktor eller kondensator[23, 27, 28].

Produksjon eller forbruk av reaktiv effekt vil redusere muligheten for overføring av aktiv effekt i vekselretteren. Ettersom den tilsynelatende effekten,  $S$ , som kan overføres i en vekselretter er gitt av vektorene til reaktiv effekt,  $Q$ , og aktiv effekt,  $P$ , som angitt i Figur 15.



Figur 15 - Tilsynelatende, aktiv og reaktiv effekt[29]

Det er mulig å øke dimensjonen til en vekselretter, slik at tilsynelatende effekt kan være større enn maksimal aktiv effekt [30]. Det vil medføre at reaktiv effekt kan produseres eller forbrukes uten å redusere overføringen av aktiv effekt. Som figuren angir kan reaktiv og aktiv effekt uttrykkes basert på tilsynelatende effekt,  $S$ , og fasevinkelen i vekselretteren. Den aktive effekten som overføres er gitt av formel (1.2). Reaktiv effekt kan uttrykkes basert på formel (1.2) og fasevinkelen til vekselretteren, som Figur 15 viser. Ettersom reaktiv effekt kan være både positiv og negativ, anvendes tangens til vinkelen som utgjør effekt faktoren. Tangens til vinkelen har samme fortegn som vinkelen, og derav den reaktive effekten, og kan angi om det produseres eller forbrukes reaktiv effekt[31]. Tangens til vinkelen omtales i det videre som driftskurven som anvendes i kraftelektronikken eller vekselretteren. Reaktiv effekt er gitt av formel (1.3).

$$Q(t) = P(t) \tan(\varphi) \quad (1.3)$$

- $Q(t)$  = Reaktiv effekt som funksjon av tid
- $P(t)$  = Aktiv effekt som funksjon av tid
- $\tan(\varphi)$  = Tangens til vinkelen som utgjør effekt faktoren

## 7.3 Spenningsendring og reguleringsmuligheter

Distribusjonsnett er ofte radielt med kun tilknyttet last. Det mates inn effekt i radialen fra en transformator, som forsyner de tilknyttede lastene. I en slik topologi er spenningen høyest i transformatoren og lavest ytterst på radialen [31]. Spenningsfallet skyldes strømmen i overføringen og overføringens impedans. Strømmen er gitt av den aktive og reaktive effekten som forbrukes i lasten [30]. I et tilfelle hvor det tilknyttes lokal produksjon i distribusjonsnett er det ikke lenger gitt av spenningen er høyest i transformatoren med et spenningsfall i overføringslinjen. Hvis den lokale produksjonen er høyere enn lokalt forbruk, altså i en situasjon hvor det mates effekt inn i tilknytningspunktet, vil det bidra til at strømmen i overføringen endrer retning. Strømmen endrer retning ettersom det overføres effekt til transformatoren. Det medfører et spenningsfall fra tilknytningspunktet til transformatoren. Det kan også anses som en spenningsøkning fra transformatoren og utover radialen, ved å anta at spenningen i transformatoren holdes konstant. Det er flere måter å kontrollere spenningen i radialen. I denne oppgaven er det fokus på regulering med anvendelse av kraftelektronikken i solcelleanlegget og ved å endre spenningen i transformatoren [30].

### 7.3.1 Regulering av aktiv og reaktiv effekt

Det er mulig å regulere den aktive og reaktive effekten som leveres til tilknytningspunktet. På den måten kan strømmen i overføringen reguleres, og spenningsendringen holdes innenfor akseptable grenser. Vekselretteren kan levere aktiv effekt og samtidig forbruke eller produsere reaktiv effekt. I en situasjon hvor spenningen er lav i overføringsnett kan produksjon av reaktiv effekt bidra til å øke spenningen, og motsatt kan et forbruk av reaktiv effekt bidra til å redusere spenningen. Spenningsendringen kan da i teorien reguleres ved til enhver tid å maksimalisere aktiv effekt, og avhengig av spenningen i tilknytningspunktet produsere eller forbruke reaktiv effekt [27, 30, 31].

### 7.3.2 Automatisk trinnstyring av transformator

Spenningen som leveres av en transformator, nettstasjon, til en radial er mulig å regulere. Det er mulig å øke eller redusere spenningen i transformatoren slik at samtlige kunder på radialen har akseptable spenningsforhold. Det vil for eksempel si at i en lastsituasjon kan det leveres en høyere spenning, slik at spenningen ytterst på radialen er akseptabel. I en situasjon med integrasjon av produksjon kan spenningen i transformatoren reduseres, slik at spenningsendringen i radialen ikke bryter grenser for tillatte spenningsverdier. Reguleringen av spenningen i transformatoren kan bidra til akseptable spenningsforhold i radialen, men flytter i realiteten spenningsproblemet til overliggende overføringsnett [28, 30].

Reguleringsmekanismene med trinnstyring og aktiv og reaktiv effekt blir videre diskutert og analysert i kapittel 16.

## 8. Pris- og markedsutvikling for solcelleteknologi

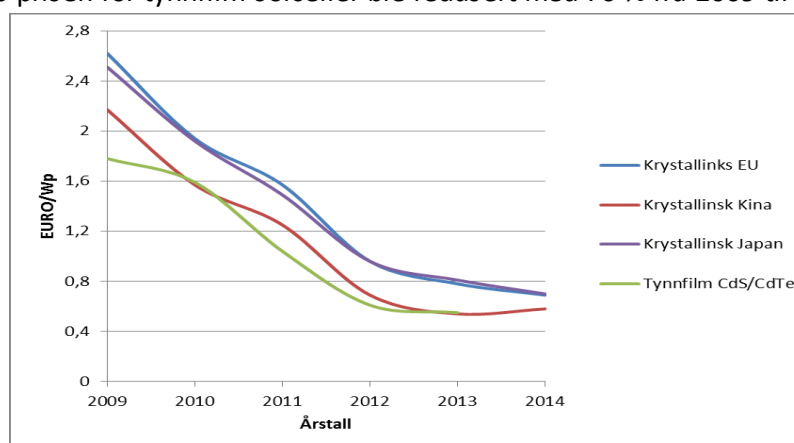
### 8.1 Internasjonal markedsutvikling

Det økende fokus på solcelleteknologien har ledet til en høy integrasjon av produksjon fra solcellemoduler over hele verden. Det kan ha noe å gjøre med visjonen for fremtidens kraftsystem, nemlig at det skal være mer miljøorientert med reduserte klimapåvirkninger. Det ble i 2012 installert solcellesystemer med en samlet ytelse på 31.1 GW, en økning fra 30,4 GW i 2011. Til sammenligning er den samlede installerte ytelsen til magasinert vannkraft i Norge omlag 30,6 GW [32, 33].

I en markedsrapport publisert av European Photovoltaic Industry Association omtales det to mulige scenarier for den videre utviklingen i solcellemarkedet. Scenariet "business-as-usual" antar en installasjon av 48 GW i 2017, mens i et incentivdrevet scenario er det estimert en installasjon av 84 GW i 2017[33]. Den økende etterspørselen, utviklingen og satsning på solcelleteknologi internasjonalt bidrar til å redusere markedsprisene for solcelleteknologi i det internasjonale markedet.

### 8.2 Internasjonal prisutvikling for solcellemoduler

Endrede rammevilkår, overkapasitet i markedet, effektivisering av produksjon og økt konkurranse fra lavkostland har resultert i et prisfall for solcellemoduler. Fra 2008 til 2009 ble prisene tilnærmet halvert, fra 4 – 2 (\$/W<sub>p</sub>)[20]. Nettsiden [www.solarserver.com](http://www.solarserver.com) presenterer månedlige engrospriser for solcellemoduler [34]. Figur 16 illustrerer prisutviklingen fra 2009 til 2014 basert solarserver. Trenden i prisutviklingen er sterkt nedadgående i perioden 2009 – 2012, men flates ut i perioden 2012- 2014. Engrosprisen for krystallinske solcellemoduler fra EU, Kina og Japan er redusert med henholdsvis 74 %, 74 % og 72 %, mens prisen for tynnfilm solceller ble redusert med 70 % fra 2009 til 2013.



Figur 16 - Prisutvikling solcellemoduler 2009-2014

Tynnfilm solcellemoduler har tradisjonelt sett vært priset lavere enn krystallinske solcellemoduler, ettersom det benyttes mindre produksjonsmaterieell i tynnfilmmoduler. I mai 2013 ble krystallinske solcellemoduler fra Kina priset lavere enn tynnfilmmoduler. Denne prisutviklingen, og den høyere virkningsgraden til krystallinske solcellemoduler, er mye av grunnen til at det omsettes mest krystallinske solcellemoduler på markedet[20, 34].

### 8.3 Kostnad for et komplett solcelleanlegg i Norge

Det norske markedet for solcelleteknologi er preget av få leverandører av nett-tilknyttede solcelleanlegg. Et lite marked og billig strøm er en utfordring for utviklingen i solcellemarkedet som primært har vært rettet mot frittstående hytteanlegg. Den norske leverandøren Getek har levert teknologi til flere store prosjekter i Norge, hvor noen omtales i kapitel 9.3. Leverandøren har satt sammen fire ulike pakker bestående av komplette solcelleanlegg, hvor mva. er inkludert i prisen. Pakkene som leveres er;

- 1,4 kW til 38092,- NOK
- 2,8 kW til 63932,- NOK
- 4,7 kW til 98750,- NOK
- 11,3 kW til 231200,- NOK

Prisen for solcelleanlegg er med andre ord i området 27 – 20 NOK/W, og avtagende med økt størrelse [35]. Monteringskostnader for 4,7 kW er oppgitt av Getek til å være i området 10 – 60.000 NOK. I et tilfelle hvor en elektriker kun kobler de elektriske koblingene og utfører nødvendige tester, kan monteringskostnaden være i området 10.000 NOK.

Garantitiden for et solcelleanlegg er oppgitt til 25 år, med neglisjerbare vedlikeholdskostnader. Basert på installasjon av et 4,7 kW solcelleanlegg i Kristiansand, med helningsvinkel på 38° og innstråling på 1000 kWh/m<sup>2</sup>år, kan energikostnaden for elektrisk kraft beregnes. Solcelleanlegget er oppgitt til å ha en systemvirkningsgrad på 10,5 % og areal på 41,5 m<sup>2</sup>. Energiproduksjonen over et år kan beregnes med formel (1.2), formelen er gjeldende for energiproduksjon og effektproduksjon basert på enhetene. Den årlige estimerte energiproduksjonen er da 4357,5 kWh, som over 25 år tilsvarer 109.000 kWh. En sammenligning av den totale energiproduksjonen og investeringskostnaden tilsier en kostnad i området 1 – 1,45 NOK / kWh for elektrisk kraft fra et solcelleanlegg i Kristiansand.

## 8.4 Energieffektivisering som driver for det norske markedet

Energieffektivisering handler om å redusere energiforbruket, men samtidig opprettholde komfort og energiytelsen[36].

### 8.4.1 Energimerking som et ledd i energieffektivisering

Energimerkeordninger har hjemmel i forskrift om energimerking av bygninger og energivurdering av tekniske anlegg. Forskriften tredde i kraft 1. januar 2010. Ordningen består av en energi- og oppvarmingskarakter for bygninger[37].

- Energikarakteren baseres på levert energi til boligen. En god karakter oppnås ved lavt energibehov, og installasjon av energisystemer som bidrar til en høyere effektivitet som varmepumpe og solenergi[38].
- Oppvarmingskarakteren er relatert til hvilke kilder som benyttes til oppvarming. Boliger som benytter kun importert elektrisk energi eller fossilt brensel til oppvarming har en lav karakter. Installasjon av solfangere og solceller kan forbedre karakteren, og beste karakter oppnås hvis maksimalt 30 % av oppvarmingen dekkes av elektrisk energi og fossilt brensel[39].

Energimerkeordningen har ført til økt bevissthet og interesse i lokal integrasjon av fornybar energi, som nettopp solcellemoduler. Det har banet vei for nye konsepter som null- og plusshus.

### 8.4.2 Null- og plusshus

Null- og plusshus er termer som benyttes om hus med lokal produksjon av ofte både termisk og elektrisk energi for å forsyne eget forbruk, og er av Enova definert [3];

#### **Nullhus**

*"Et nullhus kan ha solcellepanel, solfanger og/eller varmepumpe, og produserer like mye energi som det totalt har behov for per år. Et nullhus skal også være karbonnøytralt når det gjelder utslipp fra materialer, rivning og byggeprosess"*

#### **Plusshus**

*"Et plusshus skaper mer energi gjennom sin levetid enn det som ble brukt til produksjon av byggevarer, oppføring, drift og rivning av bygget. Produsert energi fra solfangere, varmepumper, vindmøller og solcellepanel utgjør mer enn huset trenger til oppvarming, varmtvann, elektrisk utstyr og belysning totalt over året"*

Null- og plusshus er, etter definisjon, avhengig av å installere produksjon fra solcelleanlegg [40]. Energieffektivisering av byggesektoren, men fokus på null- og plusshus kan bidra til et voksende marked for solcelleanlegg i Norge. Det kan lede til at flere leverandører entrer markedet, og at prisen drives ned.



## 9. Plusskunde

### 9.1 Definisjon

En plusskunde er i henhold til Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, definert[41];

*"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"*

Kunden trenger ikke tilfredsstillende krav i henhold til et null- eller plusskundeforhold for å være en plusskunde. Plusskunde er kun en kunde med lokal produksjon, med mulighet for innmating av overskuddsproduksjon.

### 9.2 Plusskundeordningen som en motivasjon for lokal produksjon

#### 9.2.1 Bakgrunn

Definisjonen av en plusskunde angir at plusskunder vil være sluttbrukere med vekselvis innmatning og uttak av elektrisk kraft. Det vil si at en plusskunde i enkelte perioder er en kraftprodusent, og i utgangspunktet må følge regelverk for kraftproduserende enheter;

- Alle kraftprodusenter i kraftsystemet må inngå en balanseavtale direkte med Statnett eller gjennom en balanseansvarlig for å få tilgang til engrosmarkedet for elkraft.
- Energilovforskriften pålegger videre samtlige enheter som omsetter elektrisk energi på engrosmarkedet til å ha en omsetningskonsesjon, hvor tilfeller som anses åpenbart unødvendig er unntatt konsesjonsplikt.
- Produksjonseenheter skal avregnes andre tariffledd for produksjon innmatet i nettet i henhold til forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.

Gjeldende regelverk kan være et hinder for lokal produksjon hos sluttbrukere. I den anledning har NVE etablert plusskundeordningen [41].

#### 9.2.2 Plusskundeordningen

NVE har utarbeidet "håndtering av plusskunder og vedtak om dispensasjon fra forskrift 302 om økonomisk og teknisk rapportering m.v"[42]. Dette er en frivillig ordning mellom områdekonsesjonær og den enkelte plusskunde, og har til formål å håndtere overskuddsproduksjonen fra en plusskunde på en hensiktsmessig måte. Områdekonsesjonær er nettselskapet i området. Plusskunder kan selge overskuddsproduksjonen til områdekonsesjonær, og behøver da ikke inngå balanseavtale med Statnett. Områdekonsesjonær fakturerer plusskunden fastledd, som i ordinær tariff, og et energiledd for uttak. Energileddet blir utregnet netto innmating og uttak av elektrisk kraft i den enkelte time. Det er da en forutsetning om fjernavlest firekvadrant strømmåler. Energileddet som anvendes i faktureringen burde reflektere markedsprisen i det aktuelle området, og den marginale tapssatsen for tap i nettet i tilknytningspunktet.

Områdekonsesjonær kan benytte kjøpt overskuddsproduksjon som kompensering for tapet i overføringsnettet, og derav rapportere lavere tap i nettet[41-43].

En revidert utgave av plusskundeordningen er i utarbeidelse, hvor et hovedmoment er at ordningen ikke lengre er frivillig, og at prisen en plusskunde kan få for overskuddsproduksjon er avhengig av markedet og den enkelte kraftleverandør. Det vil medføre en usikkerhet for kunde i forhold til mulig pris på overskuddsproduksjon[41-43].

### 9.3 Plusskunder og plussus i Norge

I Norge er det både offentlige og private nettkunder med lokal produksjon av elektrisitet fra solcellemoduler.

#### **Powerhouse**

Powerhousealliansen bygger plussus i Norge, og står bak plussuset på Kjørbo og Brattørkaia. Plussuset på Kjørbo er et rehabilitert kontorbygg fra 1980 tallet. Før rehabiliteringen benyttet bygget om lag 250 kWh/m<sup>2</sup> i året. I det rehabiliterte bygget benyttes det energi fra solceller og en energibrønn til å dekke energiforbruket, og eventuell overskuddsproduksjon kan leveres til nettet. Vegger, vinduer og tak er tettet, isolert, og designet på en måte som har bidratt til redusert energiforbruk til oppvarming, kjøling og lys. Tiltakene har redusert energibehovet til om lag 20 kWh/m<sup>2</sup>år. For å kvalifisere til å være et plussus må den energien bunden i materialer brukt i produksjonen av huset også tas med. Produksjonen fra solcellene er om lag 41 kWh/m<sup>2</sup>år, og dekker både energibehovet i bygget og materialene igjennom sin levetid[44].

#### **Oseana, Os kommune**

Kunst- og kultursenter Oseana i Os kommune har installert et solcelleanlegg i fasaden for lokal produksjon av elektrisitet. Det er benyttet 363 monokrystallinske solcellemoduler fra Getek til å dekke den 463 kvadratmeter sørvendte fasaden. Anlegget har en installert effekt på 63,4 kW, og årlig produksjon på omlag 42 MWh. Den elektriske energiproduksjonen tilsvarer om lag 20 % av elektrisitetsforbruket til Oseana, og benyttes blant annet til drift av et varmpumpeanlegg[20, 45].

#### **Agder Energi, Kjøita**

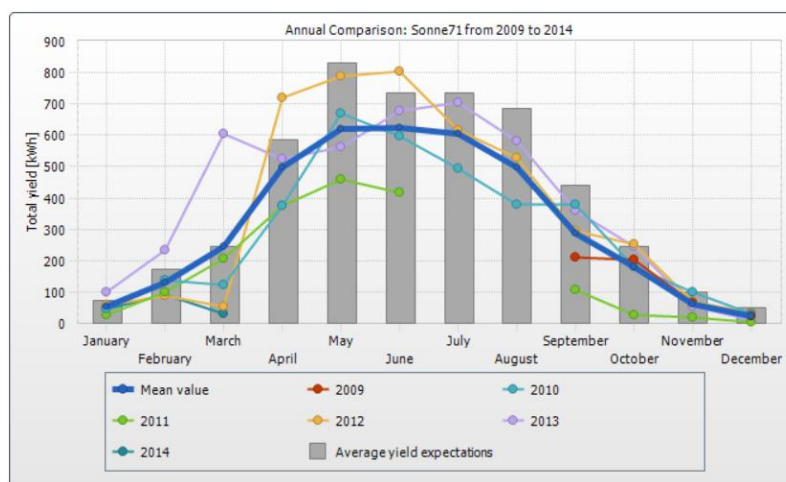
Hovedkontoret til energiselskapet Agder Energi er utstyrt med tre ulike typer solceller og vekselrettere fra Eltek Valere. Det er totalt installert 208 solcellemoduler, som utgjør et areal på 340 m<sup>2</sup> og en installert effekt på 45 kW. Årlig produksjon er estimert til 30 - 40 MWh. Agder Energi forbruker hele produksjonen fra solcellemodulene, og har ikke opplevd situasjoner hvor overskuddsproduksjon er matet inn i nettet. Spenningskvaliteten til produksjonen fra solcellemodulen har vært tilfredsstillende i forhold til de krav gitt i forskrift om leveringskvalitet[46, 47].

### Sluttkunde, Hafslund Nett

Nettselskapet Hafslund har tre aktive plusskunder i nettet ved inngangen av 2014, og flere kunder som ønsker å installere solcelleanlegg og bli plusskunder. En av plusskundene har designet og installert 16 moduler på et sydvendt tak med helning på 21°. Installert effekt er 3,84 kWp[48].

### Sluttkunde, BKK Nett

Sluttkunden har installert lokal produksjon av elektrisk kraft, hvor et eventuelt overskudd av elektrisk kraft kan mates inn i distribusjonsnettet. Taket er dekket med 20 solcellemoduler i helning 22° og 35°. Totalt installert elektrisk effekt er 6 kW, og estimert årlig produksjon 5,2 kWh. Sluttkunden har installert et lokalt kontrollsystem som overvåker produksjonen, forbruket, import og eksport av elektrisk kraft. I kontrollsystemet kan kunden se sin egen lokale produksjon, morgendagens estimerte produksjon, og på den måten søke å tilpasse forbruket. Figur 17 er en grafisk presentasjon av den månedlige produksjonen fra solcelleanlegget hos sluttkunden, med data fra 2009 til 2014. De grå kolonnene illustrerer forventet produksjon, basert på værdata og anlegget karakteristikk, hvor mønsteret er tilsvarende innstrålingen i Grimstad. Den tykke blå grafen er gjennomsnittlig reell produksjon for årene 2009 - 2014, og de øvrige fargekodede grafene viser årene 2009 – 2014 som angitt i Figur 17. Sluttkunden oppgir at avvik i 2011 skyldes bytte av vekselretter, og derav var anlegget utkoblet over en lengre periode [49].



Figur 17 - Månedlig produksjon – BKK

Formålet med plusskundeordningen er å motivere og legge til rette for økt integrasjon av fornybar produksjon[43]. Plusskundeordningen og reduserte kostnader for installasjon av solcelleanlegg kan bidra til at produksjon fra solcelleanlegg blir mer økonomisk gunstig for sluttkunden, og det kan da antas at fler sluttkunder ønsker å integrere lokal produksjon.

## 10. Drivere og utfordringer for integrasjon av lokal produksjon

### 10.1 Drivere for lokal produksjon fra solenergi

Det er flere årsaker for den økende interessen for integrasjon av fornybar energi i kraftsystemet. I det følgende trekkes det frem noen drivere fra et samfunnsperspektiv.

#### **Reduserte tap i overføringsnett og redusert behov for investering i overføringskapasitet**

Anvendelse av lokal produksjon kan bidra til å redusere behovet for kraftoverføring over lange avstander, som vil medføre et redusert behov for overføringskapasitet og redusere tap i overføringsnett [2, 50].

#### **Spenningsstøtte og spenningskvalitet**

Lokal produksjon i distribusjonsnettene kan medføre økt spenningskvalitet ved lokal regulering av aktiv og reaktiv effekt, og på den måten stabilisere spenningen i distribusjonsnettene [10, 50].

#### **Forsyningsikkerhet og pålitelighet**

Lokal produksjon kan bidra til å øke forsyningsikkerheten og påliteligheten i kraftsystemet, i tilfeller med en feil i nettet kan kritiske laster fortsatt forsynes av lokal produksjon ved å seksjonere ut feil i nettet [2, 51].

#### **EUs fornybardirektiv**

I Norge er det et mål om en andel på 67,5 % fornybar energi innen 2020, hvor økt integrasjon av lokal fornybar energiproduksjon vil være et positivt bidrag [2].

#### **Reduserte kostnader**

Kostnadene forbundet med lokal produksjon, brytere og kontrollmekanismer er avtagende, noe som kan bidra til økt konkurransekraft og interesse for teknologien [51].

### 10.2 Utfordringer for lokal produksjon fra solenergi

Det er knyttet utfordringer til økt lokal produksjon, hvor det i det følgende vil bli omtalt noen.

#### **Uønsket isolert drift**

I en situasjon med avbrudd i nettet, kan det hende at den lokale produksjonsenheten ikke kobler ut. Det vil medføre at det kan være en sikkerhetsrisiko for mannskap som arbeider i overføringsnettene med å reparere feilen [50].

### **Intermitterende uforutsigbar produksjon**

Integrasjon av intermitterende og uforutsigbar produksjon kan by på problemer for stabiliteten i kraftsystemet. Raske svingninger i effektproduksjonen fra lokale produksjonsenheter kan endre balansen mellom produksjon og forbruk i løpet av sekunder. Ved anvendelse av et solcelleanlegg kan for eksempel produksjonen fra en modul falle med 90 % i løpet av 1 sekund som følge av skyggelegging av solcellene [52]. Sannsynligheten for at hele solcelleanlegget skyggelegges samtidig er derimot lav. På den andre siden er produksjonsmønsteret fra de lokale produksjonsenhetene relativt likt som vil medføre at det kan oppstå store variasjoner i total effektproduksjon, som igjen kan gi store variasjoner i effektbalansen lokalt med tanke på last og produksjon.

### **Høye stasjonære spenningsverdier og spenningskvalitet**

I en situasjon hvor den samlede produksjonen fra flere produksjonsenheter er høyere enn forbruket kan den lokale spenningen øke. Det skyldes at det overføres effekt fra produksjonsenheten til andre kunder og en transformator. Høye spenninger kan medføre økte tap, overbelastning og havari av elektriske installasjoner.

### **Spenningskvalitet**

Billige løsninger for blant annet kraftelektronikk kan medføre at spenningskvaliteten forringes, med for eksempel overharmoniske strømmer fra vekselretteren. Nyere kraftelektronikk benytter "pulse width modulation" bryterteknikk, som omtalt i 6.2.4, som kan genererer en sinuskurve med lite avvik fra overføringsnettets sinuskurve. Overharmoniske strømmer fra kraftelektronikken kan medføre økte tap, overbelastning og i verste fall havari av elektriske installasjoner [50]. Ved raske ut- og innkoblinger av produksjon kan det oppstå spenningsprang og flimmer[53].

### **Belastning av overføringskabel**

En kabel eller overføringslinje er i utgangspunktet dimensjonert for en gitt effektoverføring. Det er to mulige situasjoner som kan oppstå. Lokal produksjon kan være større enn forbruket og en utfordring for den maksimale kapasiteten til overføringskabelen. På lik måte kan forbruket, med effektivintensive apparater, være større enn den lokale produksjonen og være en utfordring for den maksimale kapasiteten i overføringskabelen. Det kan medføre høye strømmer, som blir en utfordring for den termiske kapasiteten og kan redusere levetiden til overføringsnettet, transformatorer og andre komponenter i nettet [54].

### **Toveis flyt av kraft og kortslutning**

Toveis flyt av elektrisk kraft kan utfordre komponenter og sikkerhetsanordninger som selektiviteten til vern i kraftsystemet. Integrasjon av flere produksjonsenheter kan medføre at feilstrømmen i en feilsituasjon utfordrer selektiviteten til sikkerhetsanordninger, og kan medføre feilkoordinering i vern anordninger. Et vern kan for eksempel operere feil, og koble ut både nett hvor det er en feil og det friske nettet[50, 55].

## **Pålitelighet**

Lokal produksjon vil være enda en mulig kilde til feil, og kan derav være en utfordring for påliteligheten til kraftsystemet.

## **Standardisering og interoperabilitet**

Integrasjon av lokal produksjon og nye systemer for håndtering krever et behov for standardisering for å sikre interoperable systemer.

Det er flere fordeler med å integrere lokal produksjon i distribusjonsnettene og hos sluttbrukere. Det er ikke gitt at fordelene vil realiseres. Lokal produksjon kan bidra til økt pålitelighet og spenningskvalitet, men i tilfeller hvor det benyttes svake løsninger kan påliteligheten og spenningskvaliteten svekkes. Avtagende kostnader for solcelleanlegg, økt fokus på energieffektivisering og plusskundeordningen kan bidra til at flere sluttbrukere ønsker å installere lokal produksjon, noe som kan utfordre lokale forhold som høye spenninger. Det er derfor behov for overvåking- og reguleringsmekanismer og utvikling av tekniske retningslinjer for integrasjon av lokal produksjon [2, 50, 51].

# **11. Tilknytningskrav og anleggsbidrag for lokal produksjon**

## **11.1 Tekniske funksjonskrav for tilknytning**

Integrasjon av lokal produksjon i kraftsystemet kan bli en utfordring hvis det ikke stilles krav til produksjonsenheten, utover kravene angitt i forskrift om leveringskvalitet for kraftsystemet [47]. I Tyskland er det utviklet et minimumskrav for integrasjon av lokal produksjon i overføringsnettene [56]. Network Codes har blitt utvidet til å omfatte generatorer med en kapasitet over 0,8 kW, og i Norge er det utviklet et høringsnotat angående retningslinjer og krav for integrasjon av lokal produksjon. Det vil i det følgende være fokus på Network Codes og de norske retningslinjene. Momenter fra de tyske minimumskravene blir trukket inn avslutningsvis.

### **11.1.1 Network Codes**

Network Codes utvikles av European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, som er en samling av transmisjonsnettoperatørene i Europa. I Network Codes stilles det krav til generatorer med en kapasitet over 0,8 kW som er tilknyttet overføringsnettene. Solcelleanlegg har ofte en kapasitet mellom 0,8 kW og 1,5 MW, og er derav berørt av Network Codes, og omtales som en "Type A" generator. Det stilles to krav til Type A generatorer, at eieren skal oppgi informasjon om anlegget, Tabell 2, og at anlegget skal kunne redusere aktiv effekt med 2-12 % i frekvensområdet 50,2 – 50,5 Hz. Det stilles krav til frekvensen, ettersom frekvensen i kraftsystemet er en systemutfordring. Det er ønskelig å holde produksjonsenheten i drift selv med lav og høy frekvens, og derav har produksjonsenhetene et bredt frekvensbånd, i henhold til Tabell 1, før en eventuell automatisk utkobling [57];

**Tabell 1 - Network Codes - Frekvens restriksjoner**

Frekvens, f	Aksjon
<47,5	Koble ifra
47,5 – 48,5	Maks 30 minutter, før utkobling
48,5 – 49	TSO avgjør, men ikke mindre enn 30 minutter
49 – 51	Ok
51 – 51,5	Maks 30 minutter, før utkobling
>51,5	Koble ifra

### 11.1.2 Tekniske funksjonskrav for lavspente PV-enheter

Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, REN, har på vegne av norske nettselskap utarbeidet et høringsnotat angående tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter, med tekniske funksjonskrav[58]. PV er en engelsk forkortelse for solcelleanlegg. Høringsnotat stiller på lik måte som Network Codes krav til informasjon om anlegget og eier, gitt i Tabell 2. Retningslinjene setter krav til spenningskvalitet, jording og merking av solcelleanlegget. Restriksjonene angitt i retningslinjene er generelt smalere enn restriksjonene i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Det da summen av for eksempel spenningsbidragene fra flere enheter ikke skal bryte restriksjonene i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet[59]. Det er kun spenning og frekvens som i det videre vil bli omtalt. Fenomen som forvrenging, overharmoniske, lar seg i liten grad reguleres etter i driftsettelse av en vekselretter, og tilfredsstillende i utgangspunktet samtlige restriksjoner knyttet til spenningskvalitet i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet og de tekniske funksjonskravene [60].

**Tabell 2 - Informasjon for lokal produksjonseenhet**

Tekniske funksjonskrav for lavspente PV enheter	Network Codes
Produksjonseenhetens navn	
Produksjonseenhetens adresse og kommune	Lokasjon
Maksimal tillatt innmatet aktiv effekt [kW]	Maksimal kapasitet [kW]
Forventet idriftsettelsestidspunkt [yyyy-mm]	Dato for tilkobling
Kundes navn, postadresse, epost og telefon	Kundens kontaktdetaljer
	Energiressurs
	Om det er en ny teknologi

### Spenningsrestriksjoner

I perioder hvor solcelleanlegget er i drift skal det ikke føre til avvik fra spenningsbåndene;

- Spenningsnivå 230 Volt skal holdes innenfor 214 – 247 Volt.
- Spenningsnivå 400 Volt skal holdes innenfor 372 – 428 Volt.

Forskrift om leveringskvalitet har et tillatt intervall for spenningen på  $\pm 10\%$  av nominell spenning. Det vil til sammenligning i et tilfelle med spenningsnivå på 230 volt si 207 – 253 volt [47].

Enheten skal kobles ut hvis følgende restriksjoner brytes;

- Spenningen reduseres til 90 % av nominell spenning – innen 3 sekunder
- Spenningen reduseres til 85 % av nominell spenning – innen 0,2 sekunder
- Spenningen overstiger 110 % av nominell spenning – innen 3 sekunder
- Spenningen overstiger 115 % av nominell spenning – innen 0,2 sekunder

### Frekvensrestriksjoner

Det er satt krav til reduksjon av aktiv effektproduksjon ved frekvens over 50,2 Hz. I de norske retningslinjene er effektreduksjonen basert på innmatet effekt ved 50,2 Hz. Formel (1.4) uttrykker endringen i aktiv effektproduksjon gitt av frekvensen,  $f$  [56, 58].

$$\Delta P = 20P_{50,2 \text{ Hz}} \frac{50,2 - f}{50} \quad (1.4)$$

- $P_{50,2 \text{ Hz}}$  innmatet effekt ved 50,2 Hz
- $f$  er den aktuelle frekvensen
- $\Delta P$  er reduksjonen i effektproduksjon basert på  $P_{50,2 \text{ Hz}}$
- Formelen er gjeldende for;  $50,2 < f < 50,5$

Enheten skal kobles ut innen 0,5 sekunder hvis frekvensen er utenfor området 47,5 – 52 Hz.

Restriksjonene for spenning og frekvens som er omtalt er kun gjeldene i perioder hvor produksjonsenheten, solcelleanlegget, produserer kraft. Det vil si at i perioder hvor produksjonsenheten ikke produserer kraft er sluttkunden regulert av restriksjoner i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet[47].

### 11.1.3 Supplement fra tyske retningslinjer

I de tyske retningslinjer er produksjon og forbruk av reaktiv effekt omtalt og delt inn etter generatorstørrelse. Kravene til reaktiv effektkompensering kan bidra til lokal regulering av spenningen, og på den måten bidra til å legge til rette for økt integrering av lokal produksjon. [56];

- Tilsynelatende effekt <3,68 kVA: effektfaktor 0,95 induktiv – 0,95 kapasitiv
- Tilsynelatende effekt 3,68 – 13,8 kVA: effektfaktor 0,95 induktiv – 0,95 kapasitiv i henhold til driftskarakteristikk satt av nettselskapet innen 10 sekunder.
- Tilsynelatende effekt >13,8 kVA: effektfaktor 0,9 induktiv – 0,9 kapasitiv i henhold til driftskarakteristikk satt av nettselskapet innen 10 sekunder.

I de tyske retningslinjene er det en tilsvarende effektreduksjon ved høy frekvens, men effektreduksjonen er basert på produsert effekt og ikke innmatet effekt[56].



## 11.2 Anleggsbidrag i tilfeller hvor forsterkning av nett er konsekvens

Nettselskap, som eier av overføringsnettet, kan fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnadene ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende kunder. Anleggsbidraget har til formål å synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning, hvor nettselskapet kan kreve at kunden selv må dekke 100 prosent av kostnaden. Nettselskapet har tilknytningsplikt, noe som medfører at hvis kundene godtar kostnaden er nettselskapet pålagt å tilknytte kunden til nettet. I en situasjon hvor nettets kapasitet må økes som følge av endringer i den elektriske installasjonen hos en sluttkunde, kan nettselskapet kreve anleggsbidrag for kapasitetsøkningen[61].

### 11.2.1 Dimensjonering av nett

I dimensjoneringen av en overføring vektlegges blant annet spenningsrestriksjoner, spenningsfall og maksimal strøm i overføringen. Den maksimale strømmen kan ved en høy belastning være en utfordring for den termiske kapasitet til overføringen, og medføre redusert levetid for komponenter. Spenningsverdiene hos de tilknyttede sluttkundene skal til enhver tid holdes innenfor restriksjoner gitt i forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Restriksjonene tilsier at spenningen skal være innenfor et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning [47]. Fra et teknisk-økonomisk perspektiv anvendes det ofte en minimering av totale kostnader. Det vil si at selv om samtlige sluttkunder er innenfor restriksjoner for spenning og strøm, kan overføringstapene utgjøre en så stor kostnad over levetiden at det er økonomisk å oppgradere nettet. Økt dimensjon på en kabel medfører lavere spenningsfall og reduserte tap i overføringen, men økt investeringskostnad. På den måten er det ofte en avveining av investerings- og tapsekostnader som blir avgjørende. Det benyttes derav ofte en grense på 8 % spenningsendring i overføringen i beregning av dimensjon i teknisk-økonomisk dimensjonering[62].

I et tilfelle hvor spenningen hos sluttkunden nærmest transformator er i nedre sjikt av spenningsrestriksjon, og i øvre sjikt hos sluttkunden ytterst på radialen vil det si at kapasiteten til overføringslinjen er fullt utnyttet. Fullt utnyttet kapasitet i overføringsnettet eller ved en maksimal strøm som bryter den termiske grensen til kablen resulterer i at nettselskapet må øke dimensjonen til overføringen, altså forsterke overføringsnettet.

## 12. Lokal lagring av energi

### 12.1 Batteriteknologi

I en husholdning med et solcelleanlegg er det mulig å integrere et lokalt energilager, et batteri. Batteriet kan lagre overskuddsproduksjon i perioder med lav etterspørsel, og levere effekt i perioder med høy etterspørsel og lav produksjon. Anvendelse av et batteri kan øke utnyttelsen av solcelleproduksjonen i husstanden [63, 64].

Det er overordnet to måter å integrere batterier med et solcelleanlegg i et hus. Batteripakken kan enten integreres mellom solcellemodulene og vekselretteren, eller på vekselstrømsiden i husstanden. Uavhengig av valget er det behov for investering i kraftelektronikk for å integrere batteriene. Installasjon av batteripakker krever også et styringssystem for batteriene [64].

Kostnaden for batterier i det tyske og norske markedet er høye, og installasjon av batterier som lagringsenhet er ikke finansielt attraktivt med dagens priser [64]. Det finnes flere typer batterier blant annet bly og litium-ion batterier. Blybatteriet har en kortere levetid og lavere kostnad enn litium-ion batterier. Litium-ion batterier kan ha en levetid som tilsvarer 7000 opp- og utladning eller 20 år, mens blybatterier kun mellom 1000- 2000 opp- og utladninger. Et litium batteri har en kostnad på om lag 400 Euro/kWh, og det er da også behov for kraftelektronikk og styringssystemer for integrasjon og overvåking. Tyskland startet i mai 2013 en subsidieordning for batteripakker i tilknytning til solcelleanlegg, som en effekt av økt integrasjon av solcelleanlegg hos slutt kunder i overføringsnett. Subsidieordningen tilbyr lavere lånerenter og tilbakebetaling av 30 % av investeringskostnaden, mot at solcelleanlegget maksimalt kan mate inn 60 % av nominell effekt i overføringsnett. Formålet med ordningen er å redusere innmatet produksjon, slik at flere produksjonsenheter kan integreres i det eksisterende overføringsnett. Japan har en tilsvarende subsidieordning med mål om å bidra til stabilitet i kraftsystemet etter nedstengning av atomkraftverkene [64, 65].

I samtaler med en tysk leverandør av kraftelektronikk og teknologi for solcellemarkedet er det diskutert kraftelektronikk med et integrert batterilager. Batterilageret er på 2 kWh og består av litiumbatterier. Vekselretteren er kun tilgjengelig som en faset i det tyske markedet, men dette kan antas å endres. Kostnaden er hos denne leverandøren 6.217 Euro eller om lag 50.000 NOK. Kraftelektronikken forutsetter at det er installert en lokal kommunikasjons- og styringsenhet som har en kostnad på om lag 330 Euro eller om lag 2640 NOK [66].

Batterier er dyrt å anvende som lagringsteknologi i dagens marked, men subsidieordninger i store internasjonale markeder som Tyskland og Japan kan bidra til en reduksjon i

markedsprisen på lik måte som for solcellemoduler. Batteriprisene i det internasjonale markedet skal i følge Bjørn Thorud, Multiconsult, reduseres med 45 % mot 2017 [40].

## 12.2 Lagring av produksjon ved oppvarming av rom- og tappevann

Den enkleste måten å lagre et overskudd av elektrisk kraft fra et solcelleanlegg er å lagre energien i form av oppvarming av oppholdsrom og tappevann, termisk lagring [64]. I de fleste husstander i Norge anvendes det elektrisk oppvarming av oppholdsrom og tappevann, hvor forbruksandelen er henholdsvis 64 % og 15 % [67]. Denne forbruksandelen på tilsammen om lag 80 % av husets totale gjennomsnittlige energiforbruk kan anses som et mulig fleksibelt energilagring for overskuddsproduksjon. Med energilagring menes at forbruk til oppvarming kan økes i en situasjon med overskuddsproduksjon ved forespørsel om reduksjon av innmatet effekt.

## 13. Smart hus

Et smart hus kan bestå av flere use case med funksjoner. I vedlegg C 2-5 er det skissert use case som kan inngå i et smart hus, hvor fokus har vært på visualisering og tilknytning av lokal produksjon i henhold til kapittel 11.

### 13.1 Definisjon av et Smart hus

Konseptet smart hus har ikke en entydig definisjon i det internettbaserte oppslagsverket Electropedia, som er utviklet av standardiseringsorganet International Electrotechnical Commission, IEC. Konseptet har blitt definert fra ulike hold;

**Handel- og industri departementet i England [68];**

*"A dwelling incorporating a communications network that connects the key electrical appliances and services, and allows them to be remotely controlled, monitored or accessed."*

**European Committee for Electrotechnical Standardization, CENELEC [69];**

*"A Smart House is described as a house that has intelligent systems, intelligent equipment and networks and has services that use the SmartHouse intelligence."*

Definisjonene omtaler et smart hus som en bygning med et intelligent system, automasjonssystem, som kan overvåke og styre husets intelligente elektriske apparater. Definisjonen av et smart hus omtaler et system som ligner på domenet "home" i den konseptuelle modellen for et smart grid, Figur 7. Elektriske apparater i hjemmet kan være en produksjonsenhet, energilagring, forbruk og sensorer. Det vil si at et smart hus kan anses som en videreføring av et hus med solcelleanlegg, som angitt i Figur 11, hvor det anvendes en enhet med overvåking og styringsmuligheter for håndtering av blant annet den lokale produksjonen. Et smart hus med en styringsenhet kan tilby en rekke funksjoner, men i det videre er det fokus på et smart hus for integrasjon av lokal produksjon.

## 13.2 Hjemme automasjonssystem

En styringsenhet for hjemme-automasjonssystemet med en tilknyttet gateway kan kalles et Home Energy Management System, HEMS. Det vil si en styringsenhet med kommunikasjonsmuligheter. Denne enheten kan anses som hjernen i det smarte huset, og kan ha et brukergrensesnitt for visualisering, kommunikasjon og kontroll av husets kontinuerlige forbruk, lagring og produksjon av energi. Enheten kan kommunisere internt i huset, og med andre domener og systemer. På den måten kan enheten motta styringssignaler fra systemer i andre domener. Styringssignalene huset kan motta kan være relatert regulering av lokal produksjon, effektfaktor, tilpasning av forbruk eller informasjon om morgendagens vær. Basert på informasjonen kan styringsenheten blant annet regulere produksjonen i vekselretteren, endre effektfaktor for reaktiv kompensering eller endre forbruket i huset [64, 70].

## 13.3 Elektriske installasjoner i et smart hus

Et smart hus kan ha en rekke ulike elektriske installasjoner, derfor er det viktig at et kommunikasjons- og styringssystem er både fleksibelt og skalerbart slik at endringer i type og antall installasjoner kan oppdateres[71].

### 13.3.1 Lokal produksjon og styringsmulighet

Lokal energiproduksjon kan være produksjon av både elektrisk- og termiskenergi. I denne oppgaven er det fokus på elektrisk produksjon fra solcelleanlegg med kraftelektronikk. Kraftelektronikken for solcelleanlegg har mulighet til å styre og regulere produksjon av aktiv og reaktiv effekt, enkel relestyring, måling og kommunikasjon av målinger [48, 60, 64]. Kraftelektronikken har mulighet til å kommunisere med kommunikasjons- og styringssystemet. På den måten kan aktiv og reaktiv effekt kontrolleres.

### 13.3.2 Lokalt forbruk og styringsmulighet

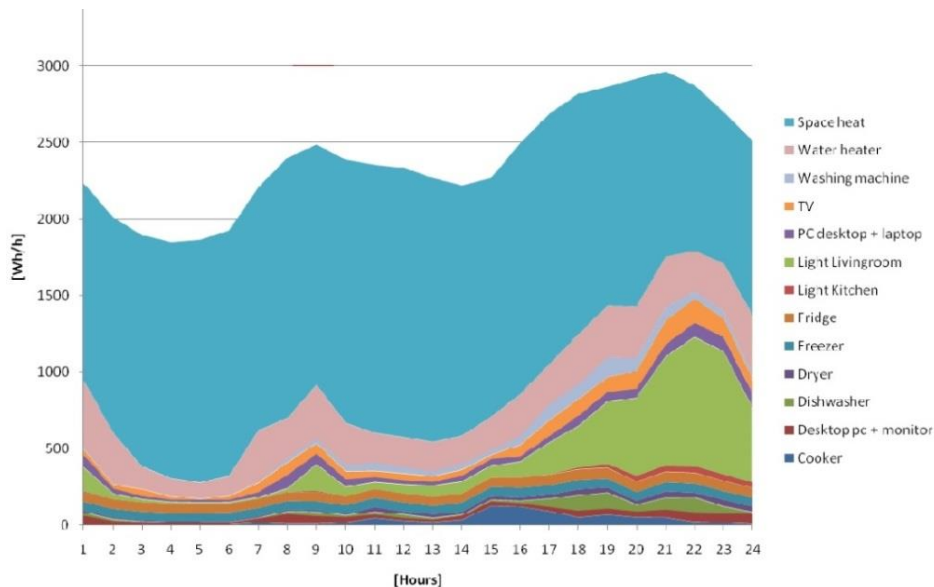
Elektriske forbruksapparater i en husholdning kan deles i to overordnede kategorier;

- Apparater som må forbruke elektrisk energi på et angitt tidspunkt
- Apparater som må forbruke elektrisk energi i et gitt tidsintervall

Hvor en TV og komfyr kan anses som apparater som må forbruke elektrisitet på et gitt tidspunkt, mens en oppvaskmaskin er et apparat som må bruke elektrisitet innenfor et definert tidsintervall. En huseier kan tillate at oppvaskmaskinens forbruk utsettes eller flyttes til en periode med lavere forbruk eller høy lokal produksjon. Energiforbruket i et ordinært hus er illustrert i Figur 18 og er sammensatt av[67]:

- oppvarming av oppholdsrom 64 %
- oppvarming av tappevann 15 %
- lys 6 %
- kjøling, matlaging, vaskemaskin og annet 15 %.

Det antas at huseier tillater at oppvarming av tappevann og oppholdsrom styres. Det vil si at utnyttelsen av lokal produksjon kan økes ved å varme opp tappevann og oppholdsrom i perioder med produksjon. Det er i det videre kun fokus på oppvarming av tappevann og oppholdsrom.



Figur 18 - Energibruk i bygning[67]

### 13.3.3 Lokal lagring av energi

Det kan lagres energi, som omtalt i kapitel 12, ved å anvende en batteripakke eller et termisk lager i et smart hus. Batterilager ble presentert som en foreløpig kostbar løsning, men i det følgende er det antatt at et smart hus kan anvende et energilager bestående av et eventuelt batteri og et endret forbruk til oppvarming. Dette energilager kan anvendes av HEMS til å regulere innmatet effekt i overføringsnett.

### 13.3.4 Energimåler

Det er påbudt med avansert måle- og styringssystemer i samtlige norske husstander innen 2019 og i følge plusskundeordningen [25].

På et overordnet nivå kan et smart hus ha lokal intelligens med kommunikasjon og styringsmuligheter av husets elektriske apparater, og mulighet til å styre og regulere aktiv og reaktiv effekt. Reguleringsmuligheter av aktiv og reaktiv effekt, legger til rette for at spennings- og frekvensrestriksjoner kan overholdes[72]. Et smart hus kan på den måten være et hjelpemiddel for integrasjon av lokal produksjon, og utnyttelse av tilgjengelig kapasitet i overføringsnett.

## 14. Mikronett

### 14.1 Definisjon

Department of Energy(USA) har definert et mikronett[2];

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

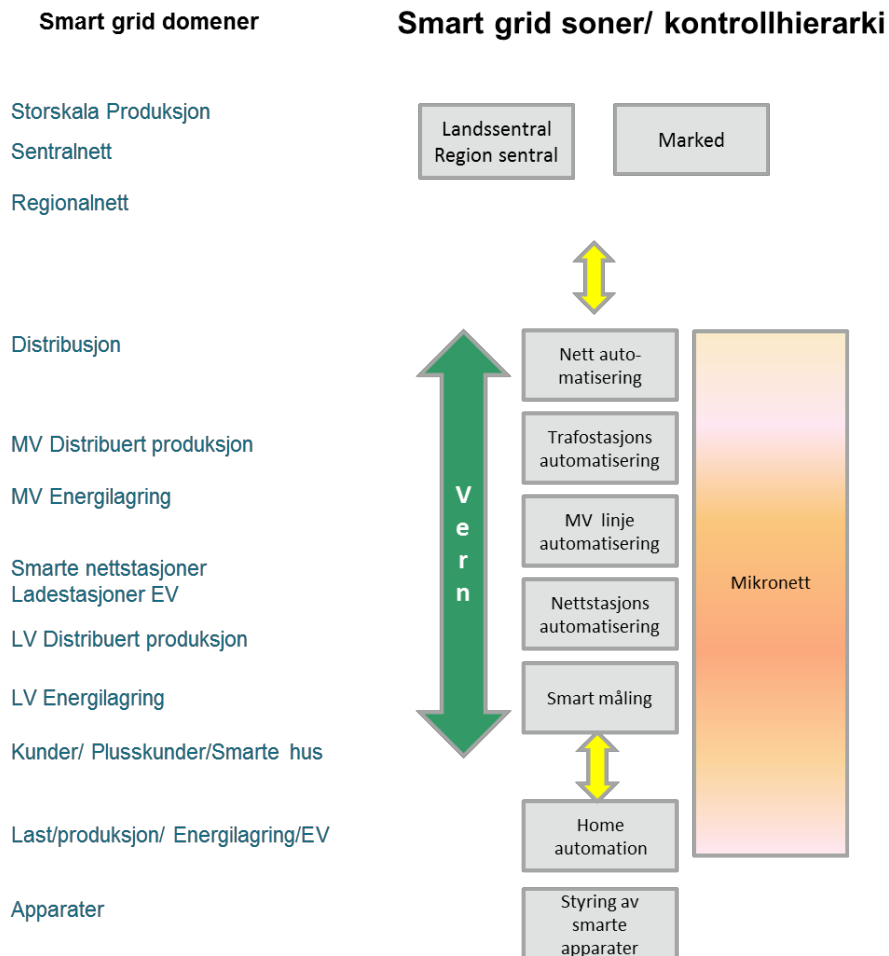
Electric Power Research Institute omtaler et mikronett[72];

*"A micro-grid is a power system with distributed resources serving one or more customers that can operate as an independent electrical island from the bulk power system."*

Et mikronett kan anses som en nedskalert versjon av kraftsystemet med blant annet distribuert produksjon, energilagring, forbruk og komponenter i distribusjonsnett. Mikronettet kan driftes isolert med lokal produksjon og forbruk, eller være tilkoblet kraftsystemet. I situasjon hvor mikronettet er koblet til kraftsystemet, kan mikronettet anses som kontrollerbar enhet[2].

### 14.2 Området for et mikronett

Figur 19 angir området for et mikronett basert på domenene definert i den konseptuelle modellen for et smartgrid, Figur 2. Det kan leses fra figuren at et mikronett omfatter domenene distribusjon, distribuerte produksjons- og lagringsenheter, og har interaksjon mot kundedomenets automasjonssystem. I kundedomenet er det angitt at det er mulighet for styring av smarte apparater, og at det er produksjon- og lagringsmuligheter [2, 51]. Det vil si at et smart hus, med en kommunikasjons- og styringsenhet, kan samhandle med et mikronett for drift av nettet.



Figur 19 - Mikronett[2]

### 14.3 Overvåkning, styrings- og reguleringsmuligheter i mikronett

En sentral problemstilling knyttet til systemer for overvåkning og styring er hvordan kontrollteknikk som skal anvendes. Det skilles ofte mellom sentralisert og desentralisert, med ulike kombinasjoner [7, 73];

#### Sentralisert

I dagens kraftsystem er det vanlig med et sentralisert system for kontroll, logikk og beslutning. Det vil si at programvare og driftssystemer er samlet i et kontrollrom. Det anvendes ofte driftsstøtte- og kontrollsystemer som Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA, og Distribution Management System, DMS, for å overvåke og kontrollere domenenene transmisjon og distribusjon.

### **Desentralisert**

I et smart grid, med økt instrumentering, informasjons- og kommunikasjonsteknologi, er det mulig å benytte et desentralisert system. Et desentralisert system har programvare og logikk installert på lokasjonen til den enkelte enheten, for eksempel et smart hus.

### **Nettstasjonsbasert**

Et lokalt automasjonssystem i nettstasjonen kan kommunisere, overvåke og styre tilknyttet fordelingsnett med blant annet smarte hus. Ved anvendelse av et nettstasjonsbasert system, et slags nettstasjons DMS, kan logikk for beslutninger angående nettdrift flyttes fra sonen drift til sonen stasjon i referansearkitekturen for et smart grid. Systemet i nettstasjonen kan ha overordnet kontroll fra det sentraliserte systemet.

### **Hybrid**

I en hybrid løsning har det sentraliserte systemet overordnet kontroll over det desentraliserte systemet.

Et mikronett med et nettstasjonsbasert kontrollsystem med kommunikasjon mot kundedomenet og det sentraliserte overordnede kontrollsystemet kan bidra til å redusere omfanget av overvåkning og styring. Omfanget er redusert i forhold til en situasjon hvor det sentraliserte systemet måtte overvåket og kontrollert samtlige sluttkunders handlinger. Kontrollsystemet i et mikronett kan ta utgangspunkt i nettopologien, og anvende tilgjengelige reguleringsmekanismer for å overholde rammebetingelser som spenningsgrenser og termiske grenser. I vedlegg C6 er det utviklet use case med funksjonalitet som kan inngå i et kontrollsystem for et mikronett. Mekanismer som kan bidra til å overholde rammebetingelsene er trinnkobling i nettstasjonen, og styringssignaler for regulering av innmatet aktiv og reaktiv effekt hos tilknyttede produksjons- og lagringsenheter, smarte hus [30, 73].

Anvendelse av et mikronett med kontrollteknikk kan med andre ord være et hjelpemiddel for integrasjon og styring av lokal produksjon i overføringsnettet og hos sluttkunden, smarte hus. Parametere som spenning og frekvens kan overvåkes, og det kan anvendes tilgjengelige reguleringsmekanismer for å overholde gitte restriksjoner. På den måten kan et mulig behov for investering i forsterket overføringsnett, som følge av integrasjon av lokal produksjon og et eventuelt kapasitetsproblem, reduseres eller utsettes [2, 73].



## 15. Presentasjon av use case og simuleringsmodell for håndtering av lokal produksjon

### 15.1 Introduksjon av use case for håndtering av lokal produksjon

Det er utviklet ulike use case, se Vedlegg C, for håndtering og utnyttelse av lokal produksjon i kundedomenet.

Det er anvendt et smart hus som hjelpemiddel for integrasjon av lokal produksjon i kundedomenet, hvor det er utviklet følgende use case;

- Use case "Visualiser"
- Use case "Visualiser morgendagens produksjon"
- Use case "Lokal spenningsregulering"
- Use case "Lokal frekvensregulering"

Use casene anvender regulering av innmatet aktiv effekt og kompensering med reaktiv effekt for å bidra til regulering av spenning og frekvens i tilknytningspunktet til det smarte huset. Det er antatt at den innmatete aktive effekten kan reguleres ved et økt forbruk til oppvarming eller lagring i et batteri, som omtalt i kapitel 13.3.3. Use casene med fokus på visualisering anvender tilgjengelig informasjon for å opplyse huseieren i det smarte huset om produksjon og forbruk.

Konseptet for den lokale spenningsreguleringen i et smart hus er videreutviklet til et use case for spenningsregulering i et mikronett med flere tilsvarende smarte hus og trinnstyring i nettstasjonen;

- Use case "Mikronett spenningsregulering"

Use casene tilknyttet spenningsregulering inneholder flere funksjoner, og kunne på den måten bestått av flere use case. Formålet til de omtalte use casene er å bidra til en kostnadseffektiv integrasjon av produksjon i overføringsnettet. Det vil si å overholde definerte restriksjoner i henhold til kapitel 11, slik at et mulig behov for oppgradering av overføringskapasitet kan reduseres eller utsettes. Use casene relatert til visualisering har til hensikt å legge til rette for økt utnyttelse av lokal produksjon med visualisering av informasjon. De utviklede use casene blir videre beskrevet, analysert og diskutert med hensyn på kostnad og nytte i kapitel 16.

### 15.2 Simuleringsmodell for analyse av use case

Det er utviklet to modeller i MATLAB for simulering og analyse av virkningen til visualiseringscasene og de ulike reguleringskonseptene i use casene for spenningsregulering i et smart hus og mikronett. Felles for modellene er at de anvender programkoden "Simulering", se vedlegg B1.

- Simuleringsmodell for et smart hus består av en nettstasjon, EX50 overføringslinje og et smart hus med lokalt forbruk og produksjon, som videre omtalt i kapitel 16.2.

- Simuleringsmodell for et mikronett består av en nettstasjon med tilknyttet EX50 radial hvor n antall tilsvarende smarte hus kan defineres med en avstand a mellom hverandre. Denne modellen bygger videre på smart hus modellen, og anvender resultatet om maksimal innmatet effekt. Modellen omtales videre i kapittel 16.4.

Modellene kan simulere virkningen av use casene for spenningsregulering, hvor ulike kombinasjoner av reguleringsmekanismene omtalt i use casene kan simuleres;

#### **Smart hus**

- ordinær drift med tilknyttet lokal produksjon i et smart hus, se Vedlegg B2
- kompensering med reaktiv effekt i et smart hus, se Vedlegg B3
- kompensering med reaktiv effekt og regulering av innmatet effekt i et smart hus, se Vedlegg B4

#### **Mikronett**, se Vedlegg B5

- ordinær drift med tilknyttete lokal produksjon i n smarte hus i et mikronett
- kompensering med reaktiv effekt i n smarte hus i et mikronett
- kompensering med reaktiv effekt og regulering av innmatet effekt i n smarte hus i et mikronett
- kompensering med reaktiv effekt i n smarte hus og trinnstyring av transformator i et mikronett

Modelleringen for et mikronett returnerer også strømstyrken, basert på effektflyt og spenning mellom nettstasjon og hus nummer 1. Effektflyten er nødvendigvis høyest i seksjonen mellom nettstasjon og hus nummer 1. Overføringsnettet som er anvendt i modellen er EX50 luftlinje, med en termisk grenselast på 140 [A][62].

### **15.3 Datagrunnlag for simuleringsmodellene og use casene**

Modellene er basert på likt datagrunnlag. Filen "Simulering" inneholder datagrunnlaget. Simuleringsmodellene er uavhengig av dato og tid, men i det følgende er 20. juni anvendt. 20. juni er anvendt for å analysere et antatt maksimalt tilfelle for innmatet aktiv effekt fra produksjonsenheten. Det vil si at 20. juni er en dag med høy solstråling og lavt produksjon.

#### **Solstråling**

Basert på solstrålingsdata med minuttsoppløsning fra prosjektet "Solstrøm på nett" for 20. Juni i Kristiansand er det analysert soloppgang, solnedgang og maksimal solstråling, i henhold til formel (1.1);

- soloppgang [min fra 00:00] = 300
- solnedgang [min fra 00:00] = 1320
- maksimal solstråling [ $W/m^2$ ] = 1025,8
- tidspunkt, maksimal solstråling [min fra 00:00] = 810

Det er anvendt en sensor på taket til Agder Energi sitt hovedkontor på Kjøita til å måle solstråling, ettersom dette er midt i byen blir det aldri helt mørkt. Det er anvendt tidspunkt for soloppgang i det punkt hvor den målte solstrålingen øker. På lik måte er det anvendt tidspunkt for solnedgang i det punkt hvor solstrålingen ikke reduseres mer.

### Solcelleanlegg og produksjon

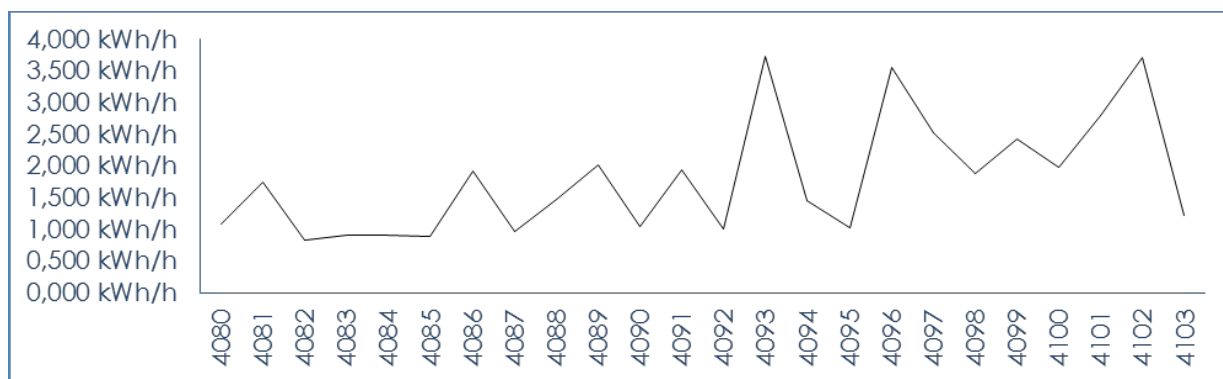
Det anvendes et tenkt installert solcelleanlegg i optimal helningsvinkel i Kristiansand.

- Totalt areal solcellemoduler [m<sup>2</sup>] = 41,5
- Systemvirkningsgrad [%] = 10,5
- Helningsvinkel på solcellemodulene[°] = 38

Basert på solstrålingen gitt av formel (1.1) og solcelleanlegget beregner MATLAB produksjon av aktiv og reaktiv effekt over dagen basert på formel (1.2) og (1.3) i simuleringsmodellene.

### Forbruksdata for husstand

Basert på data fra prosjektet "Abonnert Effekt" fra Demo Steinkjer har effektforbruket i timesoppløsning for en husstand i Steinkjer 20. juni blitt undersøkt. Kristiansand og Steinkjer er på geografisk ulike plasseringer, men det antas at til det formål å illustrere reguleringskonsepter er datagrunnlaget godt nok. Det er regnet ut halvtimesverdier, for å få et bedre sammenligningsgrunnlag. Det vil si at forbruket i time 11,5 er gjennomsnittsverdien av forbruket i time 11 og 12. Figur 20 angir forbruket over døgnet med tjuefire timesverdier. Forbruksprofilen med halvtimesverdier er i vedlegg B6, og importeres av filen "Simulering".



Figur 20 - Forbruksprofil

## 16. Beskrivelse, simulering og diskusjon av Use case

I de følgende delkapitlene blir de utviklede use casene i vedlegg C ytterligere beskrevet, med bakgrunn og problemstilling, simulering og diskusjon av kostnads- og nytteelementer. Use case for "mikronett spenningsregulering" vil bli mer detaljert analysert og diskutert, da dette use case bygger på use case for "lokal spenningsregulering" og inneholder flere funksjoner for regulering og er mer omfattende. I use casene for spenningsregulering er det flere funksjoner, som kan tolkes som flere tiltak og kunne vært utviklet i egne use case. Den lokale spenningsreguleringen vil bli beskrevet og analysert, med en fullstendig analyse og diskusjon av mikronett spenningsregulering. Diskusjonen av kostnads- og nytteelementer av tiltak, use case, kan bidra til å avgjøre om use case skal realiseres.

### 16.1 Use Case "Visualiser" og "Visualiser morgendagens produksjon"

#### Bakgrunn og problemstilling

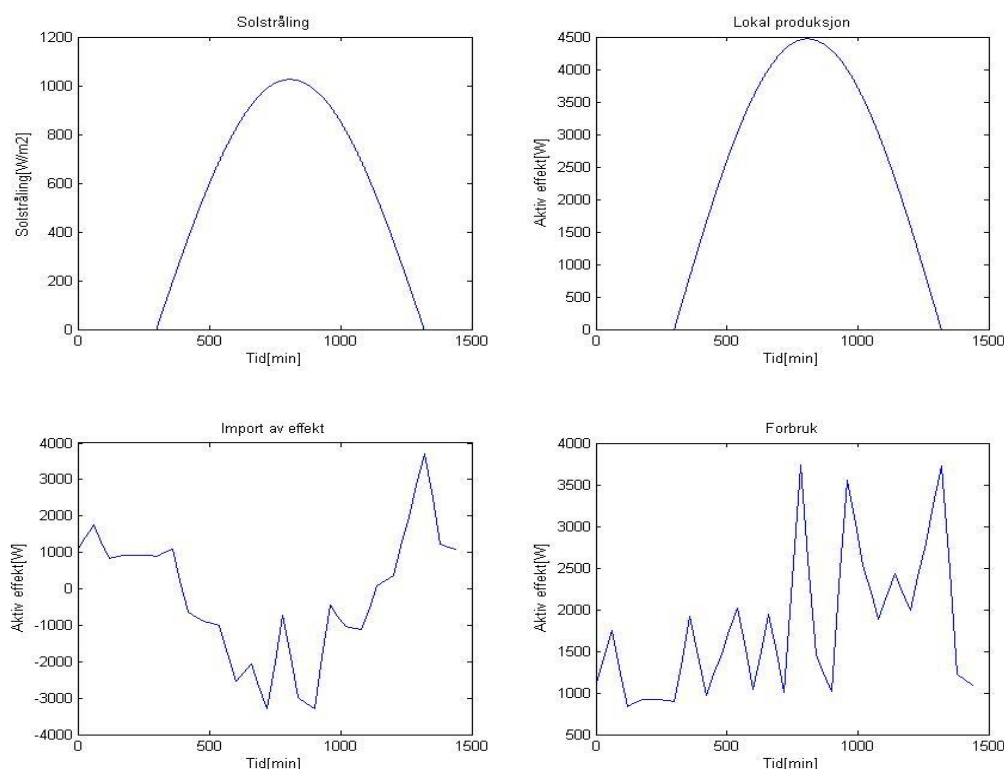
Det kan være en utfordring for en huseier med lokal produksjon fra et solcelleanlegg å maksimere utnyttelsen av produksjon. Det kan begrunnes i at forbruket i en ordinær husholdning ofte ikke sammenfaller med produksjonskurven fra et solcelleanlegg. Det kan antas at en huseier selger overskuddsproduksjon midt på dagen når produksjonen er høyere enn forbruket, og kjøper kraft om morgen og kveld. Kundens private økonomi er med andre ord avhengig energikostnadene. Det kan antas med bakgrunn i plusskundeordningen at kostnaden for kjøpt kraft er høyere enn kunden oppnår ved salg [43]. I en undersøkelse utført av Solarpraxis er det angitt at utnyttelsen av solenergi til eget forbruk kan øke med omlag 10 prosentpoeng ved visualisering av estimert produksjon [64]. BC Hydro har påvist at kunder med visuell informasjon om forbruket reduserte forbruket med opp til 15 % [74]. Basert på de to undersøkelsene kan det antas at visuell informasjon om produksjon og forbruk kan bidra til å øke utnyttelsen av den lokale produksjonen. En økt utnyttelse av den lokale produksjon i huset, vil kunne bidra til et redusert behov for overføring av kraft i overføringsnettet.

#### Beskrivelse og simulering av et alternativ for å øke utnyttelsen av lokal produksjon

Use case "Visualiser", vedlegg C2, informerer kunden om lokal produksjon, forbruk og importert effekt. Kraftelektronikken og AMS rapporterer data om produksjon og effekt til det smarte huset kommunikasjons- og styringsenhet, HEMS. HEMS estimerer husets forbruk, basert på produksjon og effekten i tilknytningspunkt. Effekt i tilknytningspunkt kan være både negativ og positiv som følge av forholdet mellom lokal produksjon og forbruk.

Use Case "Visualiser morgendagens produksjon", vedlegg C3, visualiserer morgendagens estimerte effektproduksjon og solstråling. Det anvendes data fra værmelding med informasjon om soloppgang, nedgang og solstråling for å estimere solstrålingen som funksjon av tid basert på formel (1.1). Videre anvendes den registrerte informasjonen om solcelleanleggets konfigurering til å estimere produksjonen basert på formel (1.2).

De omtalte use casene utgjør et samlet alternativ, ettersom det ene anvender sanntidsinformasjon og det andre estimert informasjon. Det kan anvendes et nettbrett, smart telefon eller datamaskin for visualisering. Figur 21 illustrer hvordan den visuelle fremstillingen kan være med graf for solstråling, produksjon, forbruk og import av effekt fra overføringsnettet. Figuren er laget med MATLAB scriptet "Simulering", Vedlegg B1, og anvendelse av "Forbruk", Vedlegg B6.



Figur 21 - Visualisering

### Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for realisering av alternativet, use casene

Avhengig av det installerte produksjonsanlegget kan det være knyttet ekstra kostnader for funksjonalitet i deltagende aktører.

- Det er behov for en kommunikasjons- og styringsenhet, denne har en investeringskostnad på 330 Euro eller om lag 2640 NOK, og en antatt levetid på 25 år [66].
- Det er et krav å installere AMS innen 2019 og for å ta del i plusskundeordningen. Det antas at det er andre formål AMS skal anvendes til, som er mer krevende i forhold til kommunikasjon og målefrekvens.
- Kraftelektronikken på dagens marked har ofte mulighet for enkel relestyring, måling, kommunikasjon og visualisering på et integrert display [64, 75].

- Det er antatt at huseiere har tilgang til en smart telefon, datamaskin, nettbrett eller annen form for visualiseringsløsning
- Det er antatt at værmeldingstjenester kan leverer den angitte dataen

Funksjonaliteten i use casene antas at ikke medfører et behov for ekstra funksjonalitet eller kostnad hos deltakende aktører. Det må investeres i en kommunikasjons- og styringsenhet.

### Nytteverdi ved realisering av alternativet, use casene

Kvantifiserbar nytteverdi ved økt utnyttelse av lokal produksjon kan diskuteres med utgangspunkt i et eksempel. Det antas at en kunde har et overskudd av kraft om dagen og importerer kraft om morgenen og kveld, som angitt i Figur 21. Det vil si at kunden selger kraft til nettet om dagen, og kjøper kraft fra nettet om morgenen og kveld. Basert på plusskundeordningen kan det antas verdier for nettleie, kjøp og salg [43];

- Nettleie (energiledd) 0,36 NOK/kWh
- Kjøp av kraft fra nettet 0,44 NOK/kWh
- Salg av kraft til nettet 0,34 NOK/kWh

Prisdifferansen på kjøp og salg skyldes avgifter [43]. Basert på tallene for nettleie og kraftpris vil kunden ved å anvende produksjon i eget forbruk redusere energikostnaden med 0,8 NOK/kWh. Dette ettersom kunden reduserer uttaket fra nettet. Ved et salg av kraft til nettet kompenseres kunden med 0,34 NOK/kWh. Det vil si at per kWh kunden selger om dagen får kunden 0,34 NOK, og per kWh import om kvelden må kunden betale 0,8 NOK. Ved å flytte forbruket av en kWh fra kveld eller morgen til en periode med produksjon, medfører det en reduksjon i salg av overskuddsproduksjon og en antatt reduksjon i import av kraft. Kunden reduserer da energikostnaden med 0,46 NOK/kWh. Tallet 0,46 NOK/kWh er gitt av den sparte nettleiekostnaden og differansen i kjøp og salgspris på kraft. Ved å anta at kunden overfører 1 kWh hver dag over et år, reduseres energikostnaden for det året med 167,9 NOK. Det er mulig å estimere den kapitaliserte verdien av årlig reduksjon i energikostnad over levetiden til anlegget basert på formel (1.5) [76].

$$F = a \frac{\left(1 - (1 + r)^{-N}\right)}{r} \quad (1.5)$$

- a = årlig beløp
- r = diskonteringsrenten
- N = antall år

Ved å anta en diskonteringsrente på 4 %, 25 års levetid for kommunikasjons- og styringsenheten og solcelleanlegget, og en årlig besparelse på 167,9 NOK er den kapitaliserte verdien av å flytte 1 kWh hver dag i tjuefem år 2623 NOK.

Økt utnyttelse av den lokale produksjonen, med å flytte forbruk, vil i teorien kunne bidra til et redusert behov for anvendelsen av overføringsnett og redusert tap i overføringsnett.

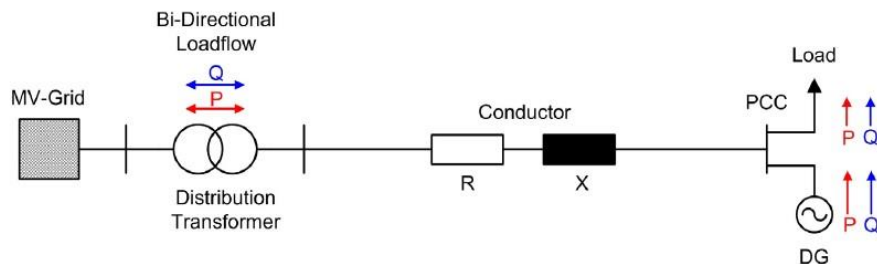
### **Diskusjon av kostnad og nytte for realisering av use casene**

Nytteverdien knyttet til realisering av use casene er i dette tilfelle hovedsakelig relatert til kundens private økonomi. Kundens private økonomi ble antatt å kunne forbedres ved å opplyse kunden om forbruk og produksjon. BC Hydro sin undersøkelse har ikke blitt nærmere analysert men det antas at et mulig redusert forbruk kan redusere energikostnaden med 0,8 NOK/kWh og på den måten øke en potensiell nytteverdi. Den økonomiske vurderingen av at kunden flytter forbruk til perioder med lokal produksjon angir at kunden kan, kapitalisert over levetiden, redusere energikostnaden med om lag 2620 NOK. Det er ved å flytte kun 1 kWh hver dag. Besparelsen i energikostnad, uten å realisere nytteverdien knyttet til reduksjon av forbruk, er tilnærmet lik den antatte investeringskostnaden for et kommunikasjons- og styringssystem. Kommunikasjons- og styringssystemet vil legge til rette for mer funksjonalitet enn kun dette alternativet har behov for, og av den grunn antas det at use case vil være et positivt bidrag.

## 16.2 Use case "Lokal Spenningsregulering"

### Bakgrunn

Integrasjon av lokal produksjon hos en sluttkunde kan medføre økt spenning hos sluttkunden og i overføringsnettet i perioder med inntatt effekt. Det er i det følgende undersøkt reguleringsmekanismer for tilknytning av et smart hus med lokal produksjon i lavspennings distribusjonsnett, se Figur 22. Distribusjonsnettet består av en nettstasjon (Distribution transformer), et overføringsnett (Conductor - R+X) og en sluttkunde med lokal produksjon (DG) og forbruk (load). Det er spenningen i punktet "PCC" som undersøkes og omtales i det følgende som spenningen i tilknytningspunktet.



Figur 22 - Lavspenningsnett med et smart hus og lokal produksjon[77]

Spenningen i tilknytningspunktet kan uttrykkes basert på spenningen i nettstasjonen, spenningsendring i overføringslinjen og effektflyten i tilknytningspunktet, basert på formel (1.20) i vedlegg A [78]. Aktiv og reaktiv effekt varierer med tiden, da vil spenningen i tilknytningspunktet også variere med tiden og kan uttrykkes med formel (1.6).

$$U(t) = \frac{U_N \pm \sqrt{U_N^2 - 4 \left[ (R_L P(t)) + (X_L Q(t)) + \left( \frac{R_L Q(t) - X_L P(t)}{U_N} \right)^2 \right]}}{2} + j \frac{R_L Q(t) - X_L P(t)}{U_N} \quad (1.6)$$

- $U(t)$  = spenningen i tilknytningspunkt som funksjon av tid fra 00:00 [V]
- $P(t)$  = aktiv effekt som funksjon av tid fra 00:00, forbruk er positiv [W]
- $Q(t)$  = reaktiv effekt som funksjon av tid fra 00:00, forbruk er positiv [VAr]
- $U_N$  = referansespenning, Nettstasjon [V]
- $R_L$  = overføringens motstand [ $\Omega$ ]
- $X_L$  = overføringens reaktans [ $\Omega$ ]

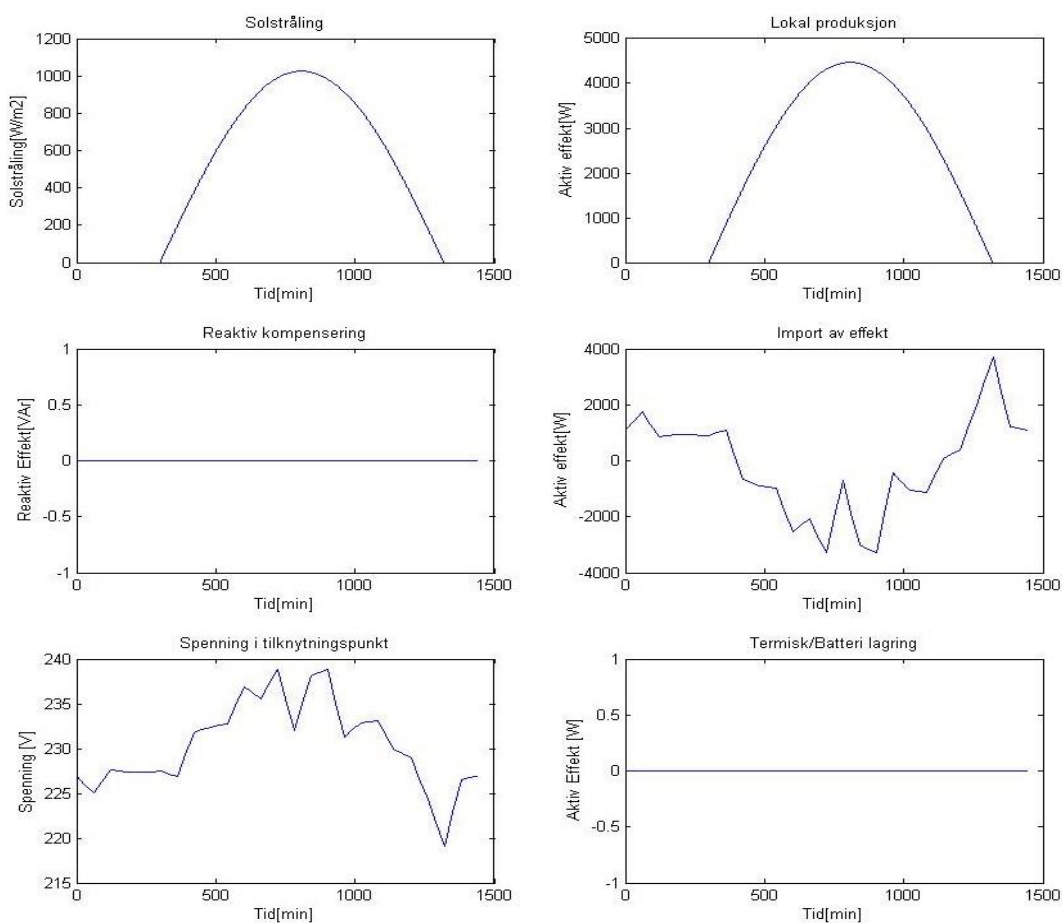
I et tilfelle hvor det tilknyttes lokal produksjon kan det legges til rette for overvåkning og reguleringsmekanismer, eller produksjonen kan tilknyttes uten mulighet for overvåkning og regulering. I et smart hus er det mulig å anvende reguleringsmekanismer for å overholde spenningsrestriksjoner. Reguleringsmekanismene som diskuteres og analyseres er kompensering med reaktiv effekt og regulering av inntatt aktiv effekt.



## Beskrivelse og simulering

Use case "lokal spenningsregulering", vedlegg C4, består av syv scenarier og tre tiltak. Restriksjonene som defineres i use case av aktøren huseier i kommunikasjons- og styringsenheten, HEMS, angir restriksjoner for initieringen av scenarioene som utgjør tiltakene. Det er en forutsetning for samtlige scenarier at produksjonsenheten er i drift.

Grunnscenariet, scenario 1, angir den ordinære driften ved tilknytning av et smart hus med lokal produksjon. I dette scenariet er det ingen spenningsrestriksjoner som er definert, og derav ingen scenarier eller tiltak som initieres. Modelleringsmodellen i MATLAB, "Simulering" og "Case2" i vedlegg B1 og B2, anvendes til å skissere forløpet for 20. juni med solstråling, lokal produksjon, import av effekt fra overføringsnettet og spenningen i tilknytningspunktet, Figur 23. I figuren er det også angitt en graf for reaktiv kompensering og termisk/batteri lagring, ettersom ingen restriksjoner er definert er utslagene null. Termisk/batteri lagring angir reguleringen av innmating av aktiv effekt, ved en endring i effektforbruket til oppvarming eller lagring i et batteri. Spenningen i tilknytningspunkt har i den aktuelle situasjonen en maksimal verdi på om lag 238,83 volt, som er sammenfallende med maksimal effekteksport på 3,3 kW.



Figur 23 - Lokal spenningsregulering

### Tiltak 1 – Kompensering med reaktiv effekt

Vekselretteren i et solcelleanlegg kan forbruke eller produsere reaktiv effekt, avhengig av hvilken effektfaktor den har angitt som driftssignal, som angitt i kapittel 7.2. I en situasjon hvor spenningen er lav kan det mates inn reaktiv effekt for å øke spenningen, og i en situasjon hvor spenningen er høy kan det forbrukes reaktiv effekt for å redusere spenningen.

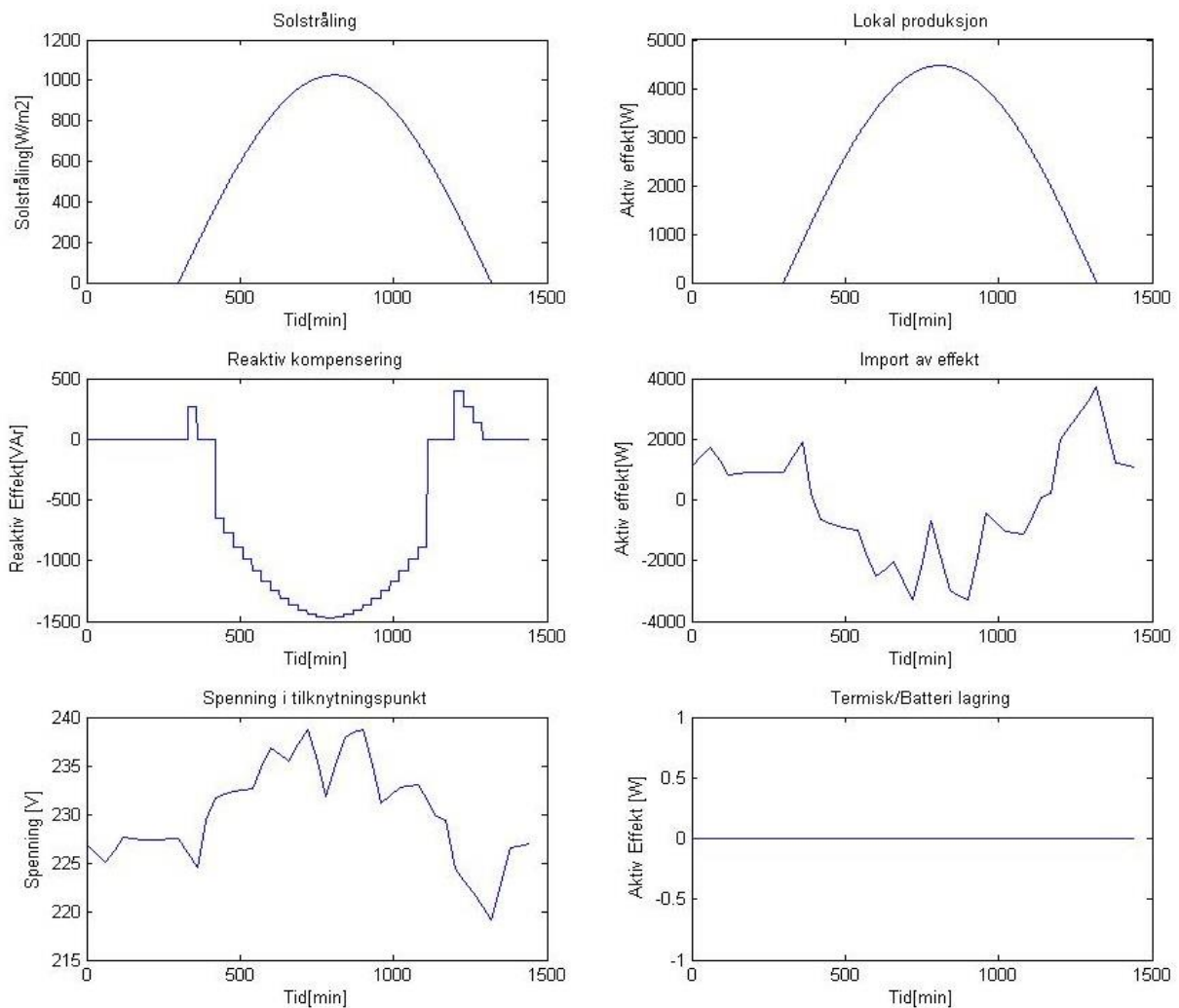
**Scenario 2** initieres hvis en spenningsgrense for reaktiv effektkompensering brytes. I perioder hvor spenningen i tilknytningspunktet er lik eller høyere enn spenningsrestriksjonen vil det aktiveres en driftskurve,  $\tan(\varphi)$ , i vekselretteren. Denne driftskurven tilsier at vekselretteren skal forbruke reaktiv effekt. Det benyttes en fast driftskurve, gitt av en effektfaktor på 0,95 som angitt i kapittel 11.1.3.

**Scenario 3** er tilsvarende scenario 2, men initieres i perioder hvor spenningen i tilknytningspunktet er lik eller lavere enn spenningsrestriksjonen. Driftskurven som aktiveres tilsvarer en effektfaktor på 0,95 og vil medføre at vekselretteren produserer reaktiv effekt.

Tiltak 1 består av scenario 2 og 3. Dagsforløpet for 20. juni er simulert med anvendelse av "Simulering" og "Case3", se Vedlegg B1 og B3, i MATLAB. Det er definert spenningsgrenser for kompensering med reaktiv effekt, scenario 2 og 3, hvor nedre og øvre spenningsrestriksjon er definert til henholdsvis 229 og 231 volt. Figur 24 viser simuleringsresultatet med anvendelse av kompensering med reaktiv effekt.

- Krafterelektronikken produserer reaktiv effekt i perioder hvor spenningen er lavere enn restriksjonen. Det er perioder hvor produksjon er lavere enn forbruk, og fra figuren kan det leses at det er om morgen og ettermiddag.
- Vekselretteren forbraker reaktiv effekt i perioder hvor spenningen er høyere enn restriksjonen, som vil si i perioder hvor det mates effekt inn i overføringsnett.

Analysen i MATLAB angir at den maksimale spenningen over dagen er redusert til 238,74 volt, sammenfallende med en innmatet effekt til overføringsnett på om lag 3,3 kW.



Figur 24 - Lokal spenningsregulering - Reaktiv kompensering

## Tiltak 2 - Regulering av aktiv effekt

Det er mulig å regulere spenningen i tilknytningspunktet ved å regulere innmating av aktiv effekt i overføringsnettet, som omtalt i 7.3.1. I et smart hus kan innmatet aktiv effekt reguleres ved å regulere forbruket ved anvendelse av et økt forbruk til oppvarming eller batteri, som omtalt i kapittel 13.3.3. Tiltaket forutsetter kompensering med reaktiv effekt.

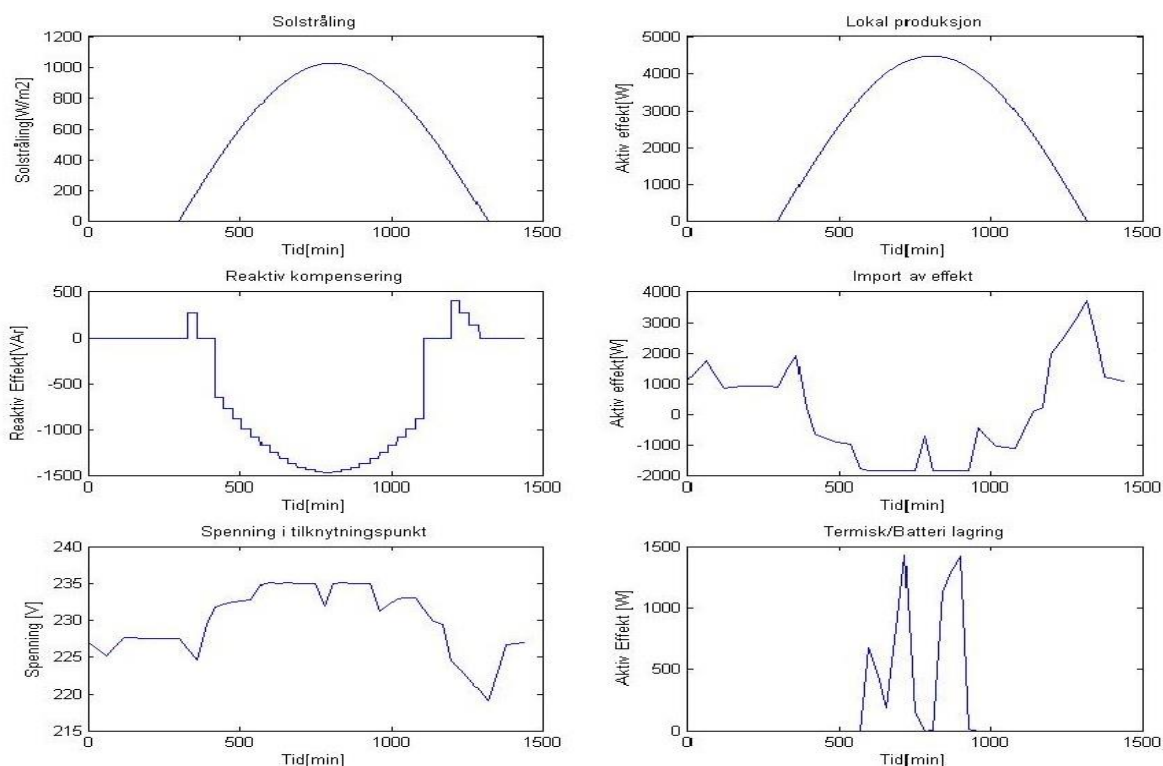
**Scenario 4** initieres hvis en definert spenningsrestriksjon for reduksjon av innmatet effekt brytes og scenario 2 er aktivert. Scenariet anvender aktøren "Batteri / forbruk" for å redusere innmatet effekt i en periode hvor spenningen i tilknytningspunkt i utgangspunktet ville vært høyere enn den definerte restriksjonen. Forbruket til oppvarming eller lagring i et batteri økes slik at innmatet effekt maksimalt resulterer i den aktuelle spenningsrestriksjonen.

**Scenario 5** er tilsvarende scenario 4, men initieres i perioder hvor spenningsrestriksjonen for økt innmatet effekt brytes og scenario 3 er aktivert.

Scenariet utlader et batteri eller reduserer forbruket til oppvarming, for å overholde spenningsrestriksjonen i tilknytningspunktet.

Tiltak 2 består av scenario 2, 3, 4 og 5. Dagsforløpet for 20. juni er simulert med anvendelse av "Simulering" og "Case4", se vedlegg B1 og B4, med en spenningsrestriksjon for scenario 4 på 235 volt. Det vil si at spenningen i tilknytningspunktet ikke skal overstige 235 volt, og at forbruket til oppvarming eller batterilagring vil bidra til å redusere innmatet effekt for å overholde restriksjonen. Scenario 2 og 3 er aktivert, som medfører produksjon og forbruk av reaktiv effekt over dagen. Scenario 5 er ikke med i simuleringene, da maksimale spenningsverdier analyser. Figur 25 angir resultatet for simuleringen. I figuren kan det leses at det kompenseres med reaktiv effekt og at grafen for eksportert effekt er redusert i forhold til grunnscenariet. Forbruket til oppvarming eller lagring øker som angitt i grafen for "termisk/batteri lagring" i de perioder hvor innmatingen ellers ville resultert i en høyere spenning enn restriksjonen.

Tiltaket med regulering av aktiv effekt medfører at det maksimalt mates inn 1,86 kW i overføringsnettet for å overholde restriksjonen på 235 volt. Spenningen i tilknytningspunktet holdes da under eller lik 235 volt, som var restriksjonen.



Figur 25 - Lokal spenningsregulering, Reaktiv kompensering og Forbruksendring

### **Tiltak 3 - Utkobling**

**Scenario 6 og 7** initieres hvis spenningen i tilknytningspunktet beveger seg utenfor henholdsvis øvre eller nedre definerte spenningsrestriksjon for utkobling. Scenarioene innebærer å koble ut produksjonsenheten. Restriksjonene for utkobling, i henhold til kapittel 11, brytes ikke og derav kobles heller ikke produksjonsenheten ut i dette tilfellet med integrasjon av en produksjonsenhet.

#### **Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for use case**

Avhengig av det installerte produksjonsanlegget kan det være knyttet ekstra kostnader for funksjonalitet i deltagende aktører.

- Det er behov for en kommunikasjons- og styringsenhet. Det antas at alternativene ikke medfører behov for økt funksjonalitet, i forhold til use case relatert visualisering.
- Det er et krav å installere AMS innen 2019, og for å ta del i plusskundeordningen. Det antas at det er andre formål AMS skal anvendes til, som er mer krevende i forhold til kommunikasjon og målefrekvens.
- Vekselrettere på dagens marked er ofte dimensjonert for produksjon og forbruk av reaktiv effekt, og har mulighet til enkel relestyring, måling og kommunikasjon [64, 75]. Det antas at funksjonaliteten i vekselretteren kan anvendes til å regulere et økt forbruk til oppvarming av tappevann eller oppholdsrom.
- Installasjon av et batteri er i dag en kostbar løsning, som omtalt i 12.1. Det kan anvendes et lignende resonnement som i kapittel 16.1, hvor en potensiell reduksjon i energikostnad ble omtalt. Batterilagringsløsningen med kraftelektronikk og 2 kWh kapasitet kan bidra til en redusert energikostnad på omlag 5.000 NOK over 25 år, hvor en mulig reinvestering i nytt batteri er sett bort ifra. Investeringskostnaden for batteripakken og kraftelektronikken er estimert til omlag 50.000 NOK, og er derav en kostbar løsning. I et tilfelle hvor det ikke er mulig å anvende oppvarming, kan batteriteknologi være mer interessant og særlig med fallende batteripriser.

Det antas at funksjonaliteten i use case, med unntak av implementeringen av et batterilager, ikke medfører en ekstra kostnad.

#### **Nytte for de tre tiltakene i use case**

Use case kan diskuteres basert på de tre tiltakene. Simuleringsresultatene angir at kompensering med reaktiv effekt har liten innvirkning på spenningen, og at regulering av innmatet aktiv effekt var avgjørende for overholdelse av spenningsrestriksjonene. Spenningsrestriksjonen for utkobling inntreffer ikke, men utkobling kan i et tilfelle hvor spenningen overstiger restriksjonen forhindre fare for havari av elektriske apparater. Tiltaket for regulering av innmatet aktiv effekt omfatter også kompensering med reaktiv effekt, basert på en antagelse om at produksjon og forbruk av reaktiv effekt kan bidra til spenningsregulering i et oppskalert tilfelle.

### **Diskusjon og vurdering av kostnad og nytte for alternativ**

I denne analysen er det kun en produksjonsenhet som tilknyttes, og den kobles aldri ut som følge av høye spenninger. Det er da ikke er reelt behov for reguleringsmekanismer i dette tilfellet. Simuleringsresultatene for reguleringsmekanismene viser at det er mulig å regulere spenningen ved integrasjon av lokal produksjon, og at anvendelse av et endret forbruk /lagring for reduksjon av innmatet effekt kan spenningen holdes innenfor gitte restriksjoner. Det kan antas at spenningen i et tilfelle med flere produksjonsenheter vil øke, som videre kan resultere i at kundene opplever gjentakende utkobling av produksjonsenhetene i et tilfelle hvor det ikke anvendes reguleringsmekanismer. En fullstendig analyse av kostnader og reguleringsmekanismer analyseres videre i en situasjon med tilknytning av flere produksjonsenheter i kapitel 16.4.

## **16.3 Use case "Lokal frekvensregulering"**

### **Bakgrunn og problemstilling**

I kapitel 11 ble det omtalt krav for tilknytning av lokal produksjon. Et krav var relatert til regulering av produksjonen ved høy frekvens, med umiddelbar utkobling ved frekvens utenfor 47,5 og 52 Hz. Det medfører et behov for regulering, og det videre formål er å undersøke muligheten for reduksjon av innmatet aktiv effekt uten å redusere produksjonen. Det antas at en reduksjon av innmatet effekt har den samme nytten som reduksjon av produksjon for driften av et kraftsystem, ettersom frekvensen er avhengig av balansen mellom produksjon og forbruk [28].

### **Mulige alternativer**

Det er to mulige alternativer, nemlig et null-alternativ hvor produksjonsenheten reduserer produksjonen i henhold til formel (1.4) og alternativ 1 som er realisering av use case "lokal frekvensregulering".

### **Beskrivelse av use case**

Use case "lokal frekvensregulering", vedlegg C 5, er bygd opp med fire scenarier for effektivt å håndtere de definerte frekvensrestriksjoner for den lokale produksjonsenheten. Grunnscenariet, scenario 1, er aktivt i perioder hvor produksjonsenheten er i drift. Effektflyt og frekvens i tilknytningspunktet måles med AMS og rapporteres til kommunikasjons- og styringsenheten, HEMS. I et tilfelle hvor restriksjonen for regulering av aktiv effekt overstiges, altså 50,2 Hz, vil HEMS registrere innmatet effekt og initiere scenario 2. I scenario 2 beregner HEMS kontinuerlig et endret effektforbruk eller lagring i et batteri basert på den målte frekvensen, innmatet effekt ved 50,2 Hz og formel (1.4). Det endrede effektforbruket eller lagringen vil redusere innmatet effekt. Scenario 3 og 4 resulterer i utkobling av produksjonsenheten som følge av overskridelse av restriksjonene for høy og lav frekvens.

### **Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for realisering av use case**

Avhengig av det installerte produksjonsanlegget kan det være knyttet ekstra kostnader for funksjonalitet i deltagende aktører.

- Det er behov for en kommunikasjons- og styringsenhet. Det antas at tiltaket i use case ikke medfører behov for økt funksjonalitet, i forhold til use case relatert visualisering.
- Det er et krav å installere AMS innen 2019, og for å ta del i plusskundeordningen. Det antas at det er andre formål AMS skal anvendes til, som er mer krevende i forhold til kommunikasjon og målefrekvens.
- Vekselrettere på dagens marked har ofte funksjonalitet for enkel relestyring og kommunikasjon, og det antas at vekselretteren kan regulere et endret forbruk [64, 75].
- Installasjon av et batteri er i dag en kostbar løsning, som omtalt i 12.1, med en investeringskostnad på om lag 50.000 NOK for 2 kWh med kraftelektronikk. Basert på resonnement i kapitel 16.1 og 16.2 kan det antas at batteripakken kan redusere energikostnaden for kunden med maksimalt 5000 NOK og er en kostbar løsning.

Det antas at funksjonaliteten i use case, med unntak av implementeringen av et batterilager, ikke medfører en ekstra kostnad.

### **Nytte ved realisering av use case**

Det er et krav at innmatet effekt reduseres i tilfeller med høy frekvens. Begge alternativene tilfredsstiller det kravet. Realisering av alternativ 1 bidrar til at produksjonsenheten til en hver tid kan produsere maksimalt. Det medfører at produksjonen ikke blir redusert, og at utnyttelsen av produksjon øker i form av et økt forbruk eller lagring. Regulering av aktiv effekt ved høy frekvens kan bidra til å redusere behovet for en forsterkning av nettet ved økt integrasjon av lokal produksjon[64].

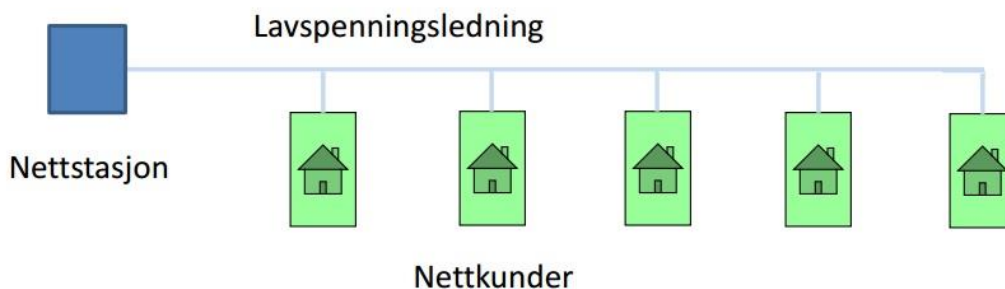
### **Diskusjon og drøfting av kostnad og nytte for alternativene**

Ettersom begge alternativene tilfredsstiller kravet er det ikke et reelt behov for realisering av use case "lokal frekvensregulering". Basert på de antagelser som er gjort medfører ikke alternativ 1 en ekstra kostnad ved anvendelse av et økt forbruk til oppvarming, men kan bidra til at den lokale produksjonen ikke må reduseres. Reduksjon av lokal produksjon kan anses som et økonomisk tap, som følge av tapt produksjon. I et tilfelle hvor det ikke er tilgjengelig et økt forbruk til oppvarming må det installeres et batteri. Basert på investeringskostnaden til et batteri og mulig redusert energikostnad for kunden kan det antas at anvendelse av et batteri er mer kostbart enn å redusere produksjonen. Alternativ 1 ved anvendelse av et økt forbruk til oppvarming vil tilføre positiv samlet nytte.

## 16.4 Use case "Mikronett spenningsregulering"

### Bakgrunn og problemstilling

I kapittel 16.2 ble spenningsutfordringer ved tilknytning av lokal produksjon i et hus omtalt, og reguleringskonsepter analysert. I det videre vil spenningskarakteristikken ved integrasjon av flere tilsvarende hus med lokal produksjon undersøkes. Lavspenningsdistribusjonsnett kan ha flere konfigurasjoner, hvor det er valgt å modellere en nettstasjon og et overføringsnett med lik avstand mellom hver av de fem nettkundene, som angitt i Figur 26.



Figur 26 - Nettstasjon med tilknyttet smarte hus, basert på[79]

Spenningskarakteristikken i lavspenningsnettet kan analyseres ved å anvende formel (1.7) for spenningsendring i hver enkelt seksjon mellom husene, og formel (1.8) for summert spenningsendring for hele radialen. Formlene er hentet fra [62].

$$\Delta U_i = \frac{iPa}{U_L^2} (R_L + X_L \tan \theta) 10^2 \quad (1.7)$$

$$\Delta U_{Radial} = \frac{1}{2} n(n+1) \frac{Pa}{U_L^2} (R_L + X_L \tan \theta) 10^2 \quad (1.8)$$

- $\Delta U_i$  = spenningsendring i seksjon i [%]
- $\Delta U_{Radial}$  = spenningsendring i radialen [%]
- $U_L$  = spenningsreferansen [V]
- $P$  = aktiv effekt [kW]
- $\tan \theta$  = tangens til vinkel gitt av effektfaktoren (driftskurve)
- $i$  = seksjon nr.  $i$
- $a$  = avstand mellom husene [m]
- $n$  = antall hus
- $R_L$  = motstand [ $\Omega$ /km]
- $X_L$  = reaktans [ $\Omega$ /km]

Teknologiutviklingen, reduserte investeringskostnader og økt interesse for energieffektivisering med integrasjon av solcelleanlegg har medført at fem ordinære slutt kunder i lavspenningsnettet har installert et lokalt produksjonsanlegg. De har alle installert et tilsvarende produksjonsanlegg, og har derav antatt sammenfallende produksjon. Det antas at forbruket også er sammenfallende, slik at innmatet effekt fra hvert av de fem husene alltid er lik. Husene har en innbyrdes avstand på 200 meter, og forsynes med en EX50 luftlinje.



Nettselskapet har godkjent samtlige produksjonsenheter for å oppnå nytteverdier knyttet til et godt omdømme og en miljøprofil med prioritering av integrasjon av fornybar produksjon, men står nå ovenfor en mulig utfordring knyttet til spenningskvaliteten hos kundene. Det er ønskelig å undersøke hvordan spenningen i radialen varierer, og om hvilke tiltak som kan utføres for å minimere en mulig ekstra kostnad for nettselskapet og kundene. Det vil si en minimering av investeringskostnader for å opprettholde leveringskvaliteten i overføringsnettet, med fokus på spenningrestriksjoner og termisk kapasitet.

Mulige alternativ defineres etter beskrivelsen av use case "Mikronett spenningsregulering".

### **Beskrivelse av mulige tiltak med use case "Mikronett spenningsregulering"**

Det er utviklet et use case "mikronett spenningsregulering", vedlegg C 6, med ni scenarier og fire mulige tiltak. Det anvendes et autonomt nettstasjonsbasert driftssystem som har kommunikasjon med de smarte husene, og mulighet til å motta målinger og sende styringssignaler. Styringssignalene vil si oppdaterte settpunkt for restriksjoner relatert til spenningsreguleringen i det smarte huset. Tiltakene i use case kan deles inn i reaktiv kompensering, regulering av aktiv effekt, trinnstyring i nettstasjon og utkobling. Det er en forutsetning at produksjonsenheten er i drift. Modelleringsmodellen i MATLAB med "Simulering" og "Case5", Vedlegg B1 og B5, anvendes til å skissere spenningsforløpet i mikronettet for fem tilknyttede tilsvarende smarte hus. Den innmatete effekten fra de fem smarte husene er basert på maksimal innmatet effekt fra "lokal spenningsregulering". I analysen av lokal spenningsregulering, kapittel 16.2, ble den maksimale innmatete effekten angitt til 3,3 kW.

Grunnscenariet, scenario 1, i use case angir ordinær drift. De smarte husene kommuniserer målte og registrerte verdier, som spenning og vekselretterens driftskurve til nettstasjonens driftssystem. I driftssystemet registreres nettstasjonsspenningen og mulige trinnstyring. Den øverste grafen i Figur 27 angir spenningsendringen i radialen i en situasjon hvor reguleringsmekanismer ikke anvendes. Nettstasjonen er markert med punktet 0, og de fem husene i radialen med heltall fra 1 til 5. Spenningsendringen i radialen er 12 %, som vil si at restriksjonene i henhold til kapittel 11 er brutt. Den maksimale strømmen er 41 Ampere, hvor termisk grense for overføringen er 140 A [62].

### **Tiltak 1 – Kompensering med reaktiv effekt**

Det kan antas at slutt kunder i utgangspunktet søker å drifte kraftelektronikken med en effektfaktor på 1, altså kun produksjon av aktiv effekt. Ved å tillate driftssystemet i nettstasjonen, basert på målte spenningsverdier, å sende oppdatert driftskurve til HEMS kan kompensering med reaktiv effekt anvendes i spenningsregulering. Kraftelektronikken kan forbruke reaktiv effekt for å redusere spenningen, og produsere reaktiv effekt for å øke spenningen, som omtalt i kapittel 7. Basert på formel (1.7) og R-X forholdet, som er dominert av motstandsleddet i EX50, kan det antas at kompensering med reaktiv effekt har liten innvirkning på spenningen. Formelen angir at spenningen påvirkes av sammenhengen mellom reaktiv effekt og reaktans, og aktiv effekt og motstand.

**Scenario 2** initieres i perioder hvor spenningen målt hos en sluttkunde er høyere eller lik den definerte restriksjonen. Det kan antas at i en situasjon hvor det mates inn en lik effektmengde i nettet, at spenningen er høyest ytterst i radialen. Scenariet resulterer i at det sendes signal med en oppdatert driftskurve, som tilsier forbruk av reaktiv effekt, til samtlige smarte hus. Driftskurven, gitt effektfaktoren, er fast og tilsvarer 0,95 angitt i kapitel 11.1.3.

**Scenario 3** er tilsvarende scenario 2, men initieres i perioder hvor spenningen ytterst i radialen er lavere eller lik spenningsrestriksjonen. Driftskurven som aktiveres tilsvarer en effektfaktor på 0,95, og en produksjon av reaktiv effekt for å bidra til å øke spenningen i radialen.

Tiltak 1 omfatter scenario 2 og 3. I simuleringen av spenningskarakteristikken er nedre og øvre spenningsrestriksjon definert til henholdsvis nominell spenning  $\pm 1\%$ , altså 229 og 231 volt. Det vil si at kun scenario 2 aktiviseres i den aktuelle simuleringen, ettersom det er den maksimale spenningen i radialen som analyseres. Den nest øverste grafen i Figur 27 illustrerer spenningsforløpet med reaktiv kompensering. Spenningen hos sluttkundene er redusert, og den totale spenningsdifferansen er redusert fra 12 til 11,5 %. Den maksimale strømmen er 43 Ampere, som følge av reaktiv effekt.

#### **Tiltak 2 - Trinnstyring i nettstasjon**

Trinnstyring i nettstasjonen kan redusere eller øke spenningen i radialen. Det vil si at den opprinnelige spenningen på for eksempel 230 volt, kan endres til 220 volt. Det er viktig at spenningen hos alle sluttkunder er innenfor restriksjonene. I teorien kan spenningen fra nettstasjonen reduseres til for eksempel 200 volt slik at spenningen ytterst i radialen er innenfor restriksjonen, men det kan medføre at spenningen hos kunden nærmest nettstasjonen er lavere enn restriksjonen. Derfor er det viktig med måling fra samtlige hus.

**Scenario 4** initieres hvis driftskurven er aktiv i de smarte husene, og en spenningsrestriksjon for maksimal spenning hos den ytterste sluttkunden brytes. Scenariet vil søke å holde spenningen hos den ytterste sluttkunden under spenningsrestriksjonen, ved å regulere matespenningen fra nettstasjonen.

**Scenario 5** er tilsvarende scenario 4, men initieres hvis den målte spenningen hos den ytterste sluttkunden er lavere enn restriksjonen. Nettstasjons driftssystem vil da regulere trinnstyringen i nettstasjonen slik at spenningsrestriksjonen overholdes.

Tiltak 2 omfatter scenario 2, 3, 4 og 5. I simuleringen er det angitt at spenningen hos den ytterste sluttkunden ikke skal overstige nominell spenning  $+7\%$ , altså  $230 + 7\%$ .  $7\%$  er valgt for å illustrere konseptet, og ettersom restriksjoner definert i kapitel 11.1 da overholdes.

Ettersom spenningen for tiltak 2 ble simulert til å være 11,5 % medfører det at driftssystemet i nettstasjonen reduserer spenningen i nettstasjonen slik at grensen overholdes. Den nest nederste grafen i Figur 27 skisserer at spenningen fra nettstasjonen er redusert, og lik nominell spenning – 4,5 %. Det medfører at spenningsrestriksjonen hos den ytterste sluttkunden overholdes, og er lavere eller lik  $230 + 7$  %. Spenningen hos sluttkunden nærmest nettstasjonen er også innenfor restriksjonen. Spenningsendringen i radialen er fortsatt 11,5 %. Den maksimale strømmen er 45, som er en høyere strøm som følge av en lavere spenning mellom nettstasjon og den første kunden.

### **Tiltak 3 - Regulering av aktiv effekt**

Basert på spenningsmålinger og restriksjoner kan driftssystemet i nettstasjonen beregne maksimal tillatt innmatet effekt fra de smarte husene. Denne maksimale tillatte innmatet effekten sendes som et oppdatert styringssignal til HEMS i samtlige hus. HEMS kan regulere innmatet effekt ved å øke forbruket eller lagre energien i et batteri, som omtalt i kapittel 13.3.3. Regulering av aktiv effekt forutsetter at scenario 2 og 3 er initiert.

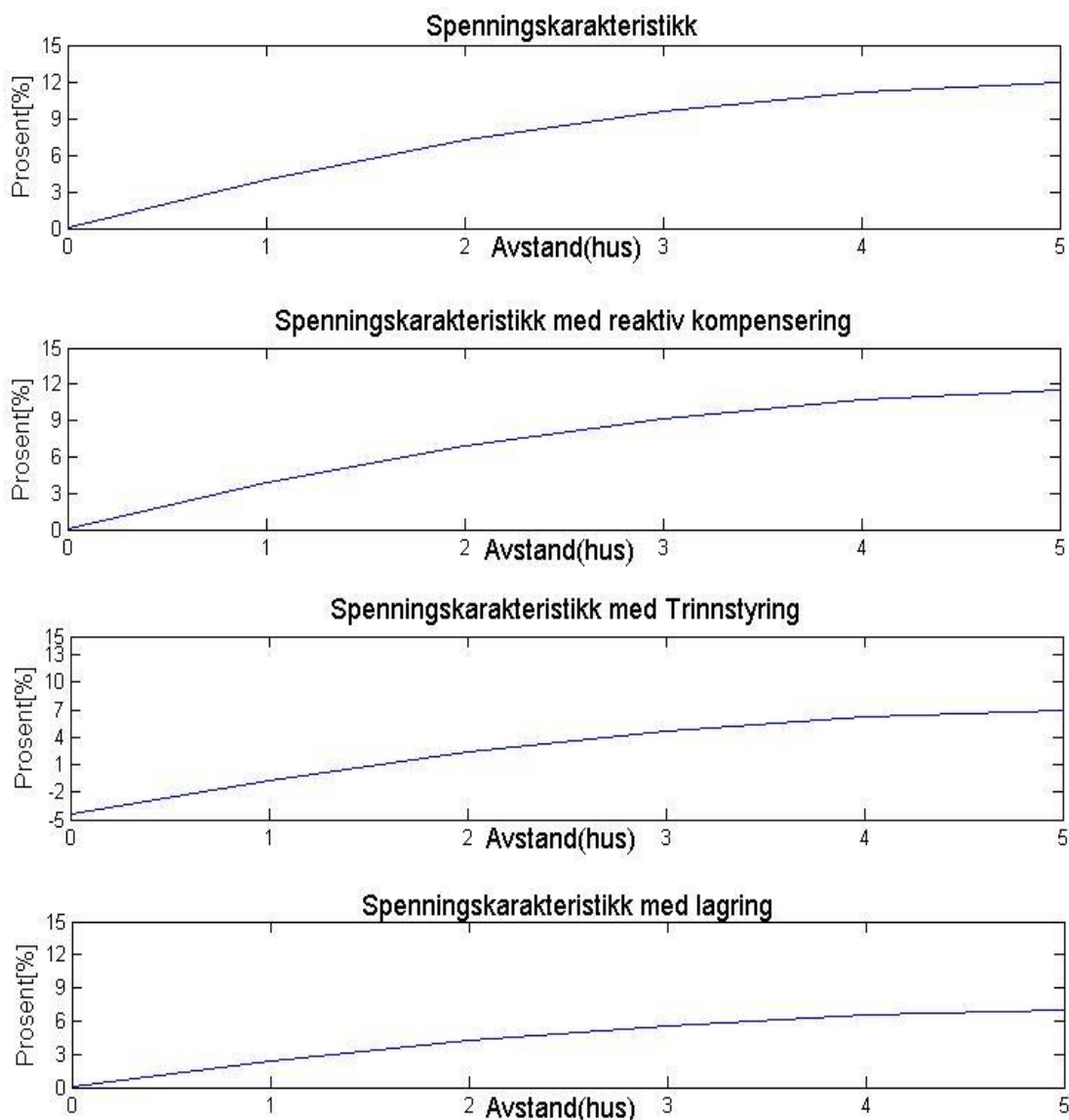
**Scenario 6** initieres hvis en spenningsrestriksjon for maksimal spenning hos den ytterste sluttkunden overstiges. Scenariet vil søke å holde spenningen innenfor spenningsrestriksjonen ved reduksjon av innmatet aktiv effekt. Redusert innmatet effekt bidrar til å redusere spenningen i radialen.

**Scenario 7** er tilsvarende men motsatt av scenario 6, og vil forsøke å øke innmatet effekt. Det kan bidra til å øke spenningen i radialen.

Tiltaket omfatter scenario 2, 3, 6 og 7. I simuleringen er det angitt at spenningen hos den ytterste sluttkunden ikke skal overstige nominell spenning + 7 %, altså  $230 + 7$  %. Driftssystemet beregner en maksimalt tillatt innmatet effekt fra de fem smarte husene, og de smarte husene reduserer innmatingen. Den nederste grafen i Figur 27 skisserer at spenningen hos den ytterste sluttkunden er innenfor restriksjonene, og at spenningsbidraget fra hvert av de smarte husene er redusert. For eksempel er spenningsendringen mellom nettstasjonen og hus nummer 1 endret fra om lag 4 % til 2,3 %. Innmatet aktiv effekt er endret fra 3,3 kW til 2,0 kW. Det vil si at hvert av de smarte husene må øke forbruket eller lagre 1,3 kW for å overholde spenningsrestriksjonen i dette tilfellet. Den maksimale strømmen er 26 Ampere, som følge av redusert effektoverføring.

### **Tiltak 4 - Utkobling**

Scenario 8 og 9 er basert på lokale spenningsmålinger i det enkelte smart huset, hvor produksjonsenheten vil kobles ut hvis spenningsmålingen bryter definerte spenningsgrenser i henhold til kapittel 11. Det er ikke simulert, men i henhold til Figur 27 vil produksjonsenhetene kobles ut hvis ikke tiltak 2 eller 3 realiseres.



Figur 27 - Mikronett spenningsregulering

### Krav og antagelser til funksjonalitet og kostnad for use case

Use case består av flere mulige tiltak, og derav ulike potensielle kostnader knyttet til anvendelse av ulike aktører. Det er antatt;

- Driftssystem i nettstasjonen kan medføre en ekstra kostnad, denne kostnaden antas lav og sees bort i fra i det videre. Det da det er mange potensielle nettstasjoner å fordele kostnaden på for utviklingen av et driftssystem.
- Samtlige tiltak anvender en kommunikasjons- og styringsenhet i de smarte husene, denne enheten har en kostnad. Det antas at tiltaket ikke medfører et behov for økt funksjonalitet og at andre tiltak, som visualisering, forsvarer kostnaden.
- Det er et krav om å installere AMS innen 2019, og for å ta del i plusskundeordningen. Det antas at det er andre formål AMS skal anvendes til, som er mer krevende i forhold til kommunikasjon og målefrekvens.
- Krafterlektronikk på dagens marked er dimensjonert for produksjon og forbruk av reaktiv effekt, og har mulighet til enkel relestyring, måling og kommunikasjon[64,

75]. Det vil si at det antas at funksjonaliteten i kraftelektronikken kan anvendes til å regulere et økt forbruk og kompensering med reaktiv effekt.

- Tiltak 2 krever automatisk trinnstyring i nettstasjonen, og kan antas å ha en merkostnad på 70.000 NOK [80].
- Tiltak 3 kan i et tilfelle hvor det ikke er mulig å anvende varmtvann og romoppvarming som lagring, ha en merkostnad knyttet til batteri. Denne er antatt å være 50.000 NOK, basert på kapitel 12.

Tiltakenes funksjonalitet antas at ikke medfører et behov for investering i ekstra utstyr, med unntak av eventuell trinnstyring og batteripakke.

### **Diskusjon og drøfting av kostnad og nytte for mulige alternativer**

Det kan etableres ulike alternativer for å håndtere integrasjonen av de lokale produksjonsenhetene. Alternativene vurderes opp i mot hverandre basert på investeringskostnad og overholdelse av restriksjon for spenning og termisk kapasitet. I henhold til kapitel 11 burde spenningen holdes innenfor restriksjonene;

- Retningslinjer for tilknytning; 247 volt (nominell spenning + 7,4 %)
- Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet; 253 volt (nominell spenning + 10 %)
- Teknisk-økonomisk dimensjonering: maksimal spenningsendring 8 %

Basert på gjennomgangen av use case, Figur 27, simuleringsresultater og antatte kostnader vil alternativene bli definert og diskutert;

- Nullalternativ; Kun tilknytning av lokal produksjon
- Alternativ 1; Forsterk nettet
- Alternativ 2; Realiser tiltak 1 og 4
- Alternativ 3; Realiser tiltak 2 og 4
- Alternativ 4; Realiser tiltak 3 og 4
- Alternativ 5; Realiser tiltak 3 og 4 (batteri må anvendes)

Basert på simuleringene, og definering av tiltak, er kompensering med reaktiv effekt tiltak 1, men også en del av tiltak 2 og 3.

**Nullalternativet** resulterer i en spenningsøkning på 12 %, som er utenfor tillatte restriksjoner for spenningen. Den maksimale strømstyrken er beregnet til 41 Ampere, som er innenfor termisk grenselast.

**Alternativ 1** innebærer at nettselskapet investerer i en tilsvarende overføringslinje, som installeres i parallell. Det vil medføre at spenningsendringen halveres som følge av doblet kapasitet. Kostnaden er 197.864 NOK / km, i dette tilfellet, hvor det er 200 meter mellom de fem husene, er det behov for 1 km. Det vil si at investeringskostnaden er 197.864 NOK [81].

**Alternativ 2** innebærer kompensering med reaktiv effekt, og eventuell utkobling. Dette alternativet resulterer i en spenningsendring i radialen på 11,5 %, noe som medfører at alternativet ikke overholder restriksjonene for spenning. Det er ikke forbundet noen kostnader med alternativet. Den beregnede strømmen har økt som følge av at det overføres reaktiv effekt i nettet, men økningen er neglisjerbar.

**Alternativ 3** innebærer at det anvendes kompensering med reaktiv effekt, trinnregulering i nettstasjonen og eventuelt utkobling. Figur 27 angir at alternativet tilfredsstillende spenningsrestriksjonene, og analysen returnerer en strømstyrke på 45 Ampere. Den økte strømmen skyldes at det overføres lik mengde effekt, samtidig som spenningen mellom nettstasjon og kunde 1 er redusert. En lavere spenning vil resultere i en høyere strøm for å overføre lik effekt. Spenningsendringen i radialen er, i følge simuleringen, 11,5 %. Kostnaden for automatisk trinnregulering er estimert til 70.000 NOK[80].

**Alternativ 4** innebærer at det anvendes kompensering med reaktiv effekt og et økt effektforbruk til oppvarming i perioder med høy spenning. Figur 27 angir at alternativet tilfredsstillende spenningsrestriksjonene med en økning på 7 %, og simuleringene angir en strømstyrke på om lag 26 Ampere. Den reduserte strømmen skyldes redusert overføring av effekt, ettersom mer av den lokale produksjonen forbrukes lokalt. Det er antatt at alternativet ikke medfører noen ekstra kostnad.

**Alternativ 5** innebærer at det anvendes kompensering med reaktiv effekt og et batteri som lagringsenhet. Analysene er tilsvarende som for alternativ 4, med tilfredsstillende spenningsforhold og redusert strømstyrke. Dagens batterikostnad er som omtalt høy, men avtagende. Det er behov for fem batterier, ettersom det er fem hus. Hvert batteri har en investeringskostnad på om lag 50.000 NOK, i henhold til kapittel 12.1.

Med utgangspunkt i de antagelser som er gjort kan alternativene sammenlignes og diskuteres. Null-alternativet er ikke et godkjent alternativ, noe som resulterer i at det er et reelt behov for et tiltak. Alternativ 2, kompensering med reaktiv effekt, tilfredsstillende heller ikke spenningsrestriksjonene. Alternativ 1, 3, 4 og 5 er tilfredsstillende, men til en ulik kostnad som angitt i Tabell 3.

Tabell 3 - Oppsummert kostnadsanalyse

Tiltak	Total kostnad [NOK]	Kostnad per kunde [NOK]	Spenningsøkning hos ytterste sluttkunde [Prosent]	Sum
<b>Null-alternativ</b>	0	0	12	Ikke godkjent
<b>Alternativ 1</b>	197.864	39.500	6	197.864
<b>Alternativ 2</b>	0	0	11,5	Ikke godkjent
<b>Alternativ 3</b>	70.000	14.000	7	70.000
<b>Alternativ 4</b>	0	0	7	0
<b>Alternativ 5</b>	250.000	50.000	7	250.000

Investeringskostnaden for alternativ 1 og 3 antas at overføres til kunden i form av anleggsbidrag. Alternativ 3 med trinnstyring medfører i utgangspunktet uakseptabel spenningsendring i overføringen i henhold til teknisk-økonomisk dimensjonering. Tilfellet som analysers omhandler en antatt maksimal innmatet effekt og maksimal spenning i radialen, som vil si at spenningsendringen i radialen på andre tider av døgnet vil være redusert. Det antas derav at alternativ 3 er tilfredsstillende, men kan til tider medføre økt overføringskapasitet, som følge av spenningsendringen. I alternativ 4 og 5 er det kundene som oppgraderer eller anvender sin installasjon i det antatte smarte huset for å begrense spenningsbidraget fra den lokale produksjonen. I de fleste tilfeller i Norge anvendes det elektrisitet til oppvarming, og alternativ 4 vil følgelig ikke medføre noen ekstra kostnad. Alternativ 5 angir at kunden må investere i kraftelektronikk og en batteripakke, som i dagens marked har en høy kostnad. Realisering av alternativet medfører en merkostnad på 10.000 NOK per kunde, i forhold til en forsterkning av nettet. Basert på analysen for visualisering i kapittel 16.1 kan det antas at batteripakken på 2 kWh kan bidra til å redusere energikostnaden til den enkelte kunde med om lag 5.000 NOK. Alternativ 1 er fortsatt mer attraktivt enn alternativ 5. Prisutviklingen for batteriteknologi, som omtalt i kapittel 12, antar en prisreduksjon på 45 % mot 2017, det vil si at kostnaden for alternativ 5 kan antas at reduseres til 25 – 30.000 NOK mot 2017. Det vil medføre at batteriteknologi blir et konkurransedyktig alternativ. En subsidieordning som i Tyskland vil bidra til å forbedre privatøkonomien, men vil fra et samfunnsøkonomisk perspektiv være uendret da den totale kostnaden ikke er redusert.

## 17. Oppsummering og diskusjon

I oppgaven har det vært fokus på anvendelse av en standardisert metodikk, use case, for fremstilling funksjonalitet, for å sikre interoperable systemer. Funksjonene i use casene omfatter reguleringsmekanismer og visualisering, og kan inngå i et smart hus eller i et mikronett. Anvendelse av use case metodikken legger til rette for å vurdere nytten for den enkelte funksjonen eller løsningen, og på den måten kan nytte og kostnad for den enkelte funksjonen vurderes. Use casene som er utviklet har blitt analysert og diskutert i kapitel 16. I de følgende avsnitt oppsummeres og diskuteres resultatene opp mot aktuelle antagelser.

De første use casene som ble analysert var relatert til visualisering. Resultatet ved realisering av use casene antydte at kunden kunne redusere energikostnaden tilsvarende investeringskostnaden for implementering av use case. Den reduserte energikostnaden var basert på antagelser om flytting av 1 kWh hver dag med det omtalte kostnadsnivået. Det er knyttet usikkerhet til kundens interesse for å flytte forbruk og utvikling i energikostnader. Antagelsen om at kunden kan flytte 1 kWh hver dag forutsetter at det er sol hver dag, noe som er lite sannsynlig og som vil redusere use casets potensialet. Det mulige potensialet er også avhengig av energikostnader, hvor en økt nettleie vil øke verdien av anvendelse av lokal produksjon.

Vilkår for tilknytning, som omtalt i kapitel 11, påpeker at produksjonen skal reduseres ved høy frekvens. Basert på antagelsen om at målet med reduksjonen er å redusere innmatet effekt, ble det utviklet use case for å øke et forbruk eller lagre produksjon. Det er antatt at et økt forbruk til oppvarming lar seg anvende, men det er knyttet usikkerhet til både hvor mye og hvor raskt effekten kan anvendes. Det er også knyttet usikkerhet til vekselretterens evne til å kunne styre dette forbruket, antagelsen var basert på samtaler med leverandør. I et tilfelle hvor vekselretteren ikke kan styre forbruket vil ikke realisering av use case være økonomisk forsvarlig, da det vil medføre installasjon av en batteripakke.

Simuleringsmodellen for et smart hus omfattet integrasjon av kun en kunde, som maksimalt mater inn 3,3 kW. I simuleringsmodellen for et mikronett ble det anvendt fem tilsvarende smarte hus med en avstand på 200 meter mellom husene og en lik innmating fra hvert hus. Simuleringene viser at spenningen varierer med uttak og innmating av effekt, og er mer avhengig av regulering av aktiv enn reaktiv effekt. Dette kan begrunnes med at impedansen til luftlinjen som er anvendt i simuleringsmodellen er dominert av motstandsleddet. Formel (1.7) viser at endringen i spenning er avhengig av forhold mellom aktiv effekt og motstanden, og reaktiv effekt og reaktansen i overføringslinjen. Reaktansen er vesentlig lavere enn motstanden i modellen, og det medfører at reaktiv effekt har liten innvirkning på spenningen i denne modellen. Tabell 4 gir en oppsummering av de ulike reguleringsmekanismene som er utviklet for spenningen, og hvordan de kan påvirke spenningen ved tilknytning av lokal produksjon.



**Tabell 4 - Oppsummering av reguleringsmekanismer**

Lokal Spenningsregulering		Mikronett spenningsregulering	
Tiltak	Spenning [V]	Tiltak	Spenningsøkning ytterste kunde [Prosent]
Ingen tiltak	238,83	Ingen tiltak	12,0
Kompensering med reaktiv effekt	238,74	Kompensering med reaktiv effekt	11,5
Regulering av aktiv effekt	235,00	Trinnstyring og kompensering med reaktiv effekt	7,0
		Kompensering med reaktiv effekt og regulering av aktiv effekt	7,0

Simuleringen for mikronett antar at husene har tilsvarende produksjon og forbruk, og derav lik innmatet effekt. I en virkelig situasjon har husene sjeldent lik avstand, det er ikke sikkert at overføringslinjene er like og det er knyttet usikkerhet til om produksjon og forbruk sammenfaller i samtlige hus. Det vil medføre at det kan være et avvik i resultatene, da spenningsforholdet er avhengig av både avstand, impedans og effektflyt. Allikevel illustrerer simuleringsmodellene på en oversiktlig måte, prinsippene for spenningsendring i en radial med lokal produksjon.

Den termiske grensen for strøm i overføringen er 140 Ampere, samtidig som den maksimale beregnede strømmen er 45 Ampere. Modellen anvender halvtimesverdier og registrerer derav ikke raske svingninger i effekten som følge produksjons- og lastendringer, som medfører at modellen ikke er anvendelig til å analysere maksimale strømmer.

Resultatet av kostnadsanalysen av reguleringsmekanismene er følsom for avvik i kostnader, og særlig for antagelsen om anvendelsen av vekselretteren i et økt forbruk til oppvarming. Kostnaden for automatisk trinnstyring i transformatoren er usikker, men er i utgangspunktet vesentlig lavere enn kostnaden for oppgradering av overføringsnettet og installasjon av batteripakke. Det medfører at trinnstyring er attraktivt selv ved en høyere kostnad. Kostnaden for en batteripakke er basert på tyske priser, og er muligens en mer kostbar løsning basert på markedet i Norge. Det vil medføre at alternativ som anvender batterilagring kan være mer kostbare og mindre attraktive.

Analysen av use casene angir at det er flere aktører som anvendes av flere funksjoner, som for eksempel et batteri. Batteriet er sjeldent økonomisk forsvarlig isolert sett for use case frekvensregulering, men i en situasjon hvor nytten ved realisering av flere use case summeres, kan investeringskostnaden til et batteri muligens forsvares. Det er en av styrkene til use case metodikken, nemlig å kunne analysere ulike funksjoner for å kartlegge hvilke funksjoner som burde realiseres i for eksempel et smart hus.

## 18. Konklusjon

Denne oppgaven har hatt som mål å utvikle use case som kan bidra til en kostnadseffektiv integrasjon av lokal produksjon. Funksjonene, use case, anvender økt instrumentering, mikronett og smarthusteknologier som laststyring, energilagring og regulering av produksjon. Det er anvendt en standardisert metodikk, use case, for utvikling av funksjonalitet. Metodikken er et oversiktlig og anvendelig verktøy med et sekvensielt diagram over interaksjoner mellom deltakende aktører og et system. Kartleggingen av deltakende aktører kan bidra til å utvikle interoperable systemer, og på den måten sikre at informasjonen som deles blir brukt til tenkt funksjon. For utviklede use case, funksjonalitet, er det utført en investeringsanalyse med fokus på nytteverdier og kostnader ved realisering av de ulike tiltakene, use casene.

Funksjonaliteten som er utviklet anvender smarthusteknologi og et mikronett for å overvåke, visualisere og regulere det smarte husets produksjon, forbruk og energilager. Det er utviklet reguleringsmekanismer for spenning og frekvens med utgangspunkt i høringsnotatet med tekniske funksjonskrav for tilknytning av solcelleanlegg, utviklet av Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet, REN.

- Funksjonalitet for visualisering av produksjonskarakteristikk og forbruk kan bidra til at sluttkunden øker utnyttelsen av den lokale produksjonen ved å flytte deler av forbruket til perioder med produksjon. Den reduserte energikostnaden en kunde kan oppnå ved å flytte 1 kWh hver dag forsvarer investeringskostnaden for en kommunikasjons- og styringsenhet i et smart hus.
- Det er et krav å redusere produksjon av aktiv effekt ved høy frekvens. Det er utviklet funksjonaliteten kan bidra til å redusere den innmatede effekten ved å øke forbruket eller lagre den egentlige reduksjonen av produksjon i et batteri i det smarte huset. Det medfører at kravet om redusert effekt ved høy frekvens er overholdt, og at produksjonsenheten fortsatt kan produsere maksimalt. Batterilagring er i dagens marked en mer kostbar løsning enn å redusere produksjonen.

Reguleringsmekanismene for spenning som er utviklet er kompensering med reaktiv effekt, regulering av innmatet aktiv effekt og trinnstyring av en nettstasjon i et mikronett. Mekanismene er analysert ved å utvikle simuleringsmodeller for et smart hus og et mikronett med fem tilsvarende smarte hus.

- Simuleringsresultatene for spenningskarakteristikken ved tilknytning av et smart hus med lokal produksjon viste at det ikke var et reelt behov for spenningsregulering. Kompensering med reaktiv effekt hadde lite innvirkning på spenningen, mens regulering av aktiv effekt hadde en vesentlig innvirkning på spenningen.
- Simuleringsresultatene for et mikronett med fem smarte hus viste at det oppstod uakseptable spenningsforhold i radialen. Basert på investeringskostnaden for reguleringsmekanismene og innvirkning på spenningen er realisering av regulering av

innmatet effekt med et økt forbruk det mest kostnadseffektive tiltaket. Trinnstyring i nettstasjon bidrar på lik måte til å overholde restriksjonene, men til en høyere kostnad. Anvendelse av et lokalt batterilager var en mer kostbar løsning enn oppgradering av det aktuelle overføringsnettet.

Reguleringsmekanismene bidrar til å overholde spennings- og frekvensrestriksjoner, og bidrar på den måten til å maksimalisere utnyttelsen av overføringsnettet. Simuleringsresultatene for spenning viser at tilknytning av et smart hus med lokal produksjon ikke nødvendigvis er en utfordring. Basert på blant annet reduserende investeringskostnader, incentiver i form av plusskundeordning og et stadig fokus på energieffektivisering er det sannsynlig at flere kunder integrerer lokal produksjon. Det vil, basert på resultatet fra simuleringen av et mikronett med flere smarte hus, kunne resultere i uakseptable spenningsforhold. Det kan konkluderes med at for å forhindre et behov for forsterkning av overføringsnettet er det nødvendig å fastsette krav til restriksjoner og reguleringsmekanismer allerede ved tilknytning av den første kunden slik at det ikke oppstår et spenningsproblem ved integrasjon av ytterligere kunder.

De mest attraktive funksjonene, altså de som medfører mest nytte for lavest kostnad, for regulering og visualisering i use casene kan bidra til en kostnadseffektiv integrasjon av lokal produksjon. Det vil si at på et overordnet nivå er det samfunnsøkonomisk å realisere funksjonene i use casene i et system for smart hus og mikronett for å redusere eller utsette et behov for forsterkning av overføringsnettet.

## 19. Forslag til videre arbeid

Integrasjon av fornybar energiproduksjon i lavspennings distribusjonsnett er et interessant tema. Et videre arbeid innen tema vil være videreutvikling av use casene for visualisering av produksjon og forbruk til å inkludere prissignaler og automatisk styring av husholdningsapparater. Videreutviklingen vil bidra til effekt utnyttelse av lokal produksjon, og at kundens interaksjoner kan være minimal.

I denne oppgaven er det utviklet konsepter for regulering, konseptene kan videreutvikles med å se på muligheten for å anvende kortslutningsimpedansen det enkelte huset "ser" fra sin installasjon. På den måten kan restriksjoner for spenning avgjøres basert impedansen.

Metodikken for use case er som kjent en iterativ prosess, hvor det i denne oppgaven har vært fokus på utvikling av funksjon og system. De utviklede use casene ble ikke "mappet" til referansearkitekturen for å undersøke tilgjengelige standarder og avdekke et eventuelt gap. Det kan være interessant å kartlegge hvilke standarder som burde anvendes, og undersøke hvordan målefrekvens som er nødvendig for å realisere formålet med use casene. Problemstillinger som hvor ofte må spenningen måles, rapporteres og lignende.

Use casene har kun blitt simulert i en modell, det kunne være interessant å teste use casene i demonstrasjonsprosjekt. Ved en testing i demonstrasjonsprosjekt kunne use casets iterative prosess unyttes, med tilbakemelding og utbedring.

## Referanseliste

1. EU Commission, *Climate Action*. 2014 [cited 2014 5.3];  
[http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/package/index_en.htm).
2. Sand, K., *Mikronett - en del av fremtidens kraftsystem*, in *NEF Teknisk Møte 2014*. 2014: Trondheim.
3. Enova. *Dagens standard og fremtidens boliger*. 2014;  
<http://www.enova.no/radgivning/privat/energismarte-rad-for-din-bolig/fremtidens-bolig/nullhus-pluss-hus-og-passivhus/dagens-standard-og-fremtidens-boliger/174/200/>.
4. Kjølle, G., *Fremtidens kraftnett, "smart grids" – smart eller sårbart?*, *Sikkerhetsdagene 2011*.
5. U.S. Department of Energy. (2007) *The Smart Grid: An introduction*.
6. Sand, K., *Smart grid referansearkitektur og use cases*. 2012.
7. CIRED, *Smart Grids on the Distribution Level - Hype or Vision*. 2013.
8. IEC, *Definisjon av Smart Grid*. 2011;  
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=617-04-13>.
9. IEC, *What is a smart grid?* 2013;  
<http://www.iec.ch/smartgrid/background/explained.htm>.
10. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group,  
*Smart Grid Reference Architecture*. 2012.
11. Smart Grid Information Clearinghouse. *NIST Smart Grid Conceptual Model*. 2013 [cited 2014 9.3]; <http://www.sgiclearinghouse.org/ConceptualModel>.
12. Electropedia. *Definisjon "Gateway"*. 2014 [cited 2014 04.05];  
<http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=732-01-17>.
13. Sand, K., *Next Generation Control Centres - State of the art and future scenarios*. 2012.
14. CEN-CENELEC-ETSI, *Mandat M/490 "Draft Report of the Working Group Sustainable Processes to the Smart Grid Coordination Group"*. 2012.
15. Lovdata. *Energiloven*. 1990; <http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>.
16. Sand, K., *Evaluation of Smart Grid Use Cases*. 2013.
17. Keyhani, A., *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*. 2011: John Wiley & Sons.

18. Midtgård, O. M., *TET4175 Solar Potential forelesningfoil*, in *TET 4175 Design and Operation of Smart Grid*. 2013.
19. Multiconsult. *Fornybar.no*. 2013 [cited 2014 5.2];  
<http://fornybar.no/solenergi/teknologi#sol2.1>.
20. Bjørn Thorud, Siv Helene Nordahl, Lars Bugge, Mari L. Authen, Peter Bernhard, *Solstrøm i Norge*. 2012.
21. Midtgård, O. M. (2013) *Examination paper for TET4175 Power Control in Smart Grids*.
22. EnergyMatters. *Grid connected systems*. 2014;  
<http://www.energymatters.com.au/renewable-energy/solar-power/grid-connected-systems/home-grid-faq.php>.
23. Enrique Romero-Cadaval, Giovanni Spagnuolo, Leopoldo G. Franquelo, Carlos-Andrès Ramos-Paja, Teuvo Suntio, Weidong-Michael Xiao, *Grid-Connected Photovoltaic Generation Plants*. IEEE Industrial Electronics Magazine, 2013.
24. Ned Mohan, Tore M. Undeland, William P. Robbins, *Power Electronics - Converters, Applications and Design*. 3 ed. 2003.
25. Norges vassdrads- og energidirektorat, *AMS - Smarte Strømmålere*. 2014 [cited 2014 21.05]; <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/>.
26. Hoke Anderson, Maksimovic Dragan, *Active Power Control of Photovoltaic Power Systems*, in *2013 1st IEEE Conferance on Technologies fo Sustainability (SusTech)*. 2013, IEEE.
27. Mahdi Saghaleini, Behrooz Mirafzal, *Reactive Power Control in Three-Phase Grid-Connected Current Source Boost Inverter*. 2012, IEEE.
28. Pieter Schavemaker, Lou van der Sluis, *Electrical power system essentials 2009*, ed. John Wiley & Sons
29. Wikipedia. *AC Power figure* 2014 [cited 2014 26.05];  
[http://en.wikipedia.org/wiki/AC\\_power](http://en.wikipedia.org/wiki/AC_power).
30. National Renewable Energy Laboratory, *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*. 2008.
31. Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen, Øivind Håland, *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10MW*, Sintef Energi AS, Editor. 2006.

32. Fornybar.no. *Vannkraftindustrien i Norge - Markedet i Norge*. 2014 [cited 2014 16.05]; <http://fornybar.no/vannkraft/produksjon-og-marked>.
33. European Photovoltaic Industry Association, *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*.
34. SolarServer. *PVX spot market price index solar PV modules*. 2014 [cited 2014 01.03]; <http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-price-index-solar-pv-modules.html>.
35. Getek. *GETEK solnettpakke, nettilknyttet solcelleanlegg for bolig og næringsbygg*. 2014; <http://www.getek.no/Nettilknyttet%20solcelleanlegg.html>.
36. Rosvold, K.A. *Energisparing*. 2009 [cited 2014 2.3]; <http://snl.no/energisparing>.
37. Norges vassdrags- og energidirektorat, *Energimerkeordninger*. 2009 [cited 2014 2.3]; <http://www.energimerking.no/no/Energimerking-Bygg/Om-energimerkesystemet-og-regelverket/Om-regelverket/>.
38. Norges vassdrags- og energidirektorat, *Beregning av energikarakteren*. 2010 [cited 2014 2.3]; <http://www.energimerking.no/no/Energimerking-Bygg/Om-energimerkesystemet-og-regelverket/Beregning-av-karakter/>.
39. Norges vassdrags- og energidirektorat, *Beregning av oppvarmingskarakteren*. 2010 [cited 2014 2.3]; <http://www.energimerking.no/no/Energimerking-Bygg/Om-energimerkesystemet-og-regelverket/Beregning-av-oppvarmingskarakter/>.
40. Thorud, B., *Solceller i Norge - Når blir det lønnsomt?*, Smartgridkonferansen. 2013: Trondheim.
41. NVE. *Plusskunder*. 07.02.2013; <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/>.
42. Norges vassdrags- og energidirektorat, N. *Håndtering av plusskunder og vedtak om dispensasjon fra forskrift 302 om økonomisk og teknisk rapportering m.v.* 2013 [cited 2014 21.02]; <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie1/Beregning-av-tariffer-for-innmating-fra-produksjon/Plusskunder/~link/68610a3d25df4ae19f8be296401a6d82.pdf>.
43. Fladen, B., *NVEs regulering av plusskunder*, Norges Energidager 2013.

44. Powerhouse. *Powerhouse Kjørbo*. 2014 [cited 2014 2.3];  
<http://www.powerhouse.no/prosjekter/kjorbo/>.
45. Getek. *Oseana*. 2013; [www.solenergi.no/wp-content/uploads/2012/03/5\\_Oseana.pdf](http://www.solenergi.no/wp-content/uploads/2012/03/5_Oseana.pdf).
46. Josefsen, R.H., *Tilknytning og drift av solcelleanlegg på Agder Energis hovedkontor*. 2012.
47. Lovdata. *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*. 2012;  
<http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
48. Eikland, K., *Norges første plusskunde - Erfaringer med sol og mot strøm, Solenergidagen 2012*. 2012: Oslo.
49. Nakling, A., *Dialog, diskusjon og tilgang til Sunny Manager portalen til kunden*. 2014.
50. Barker, P., *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems*. 2000, IEEE.
51. Brian Carey, Allan Miller, *The Future of Microgrids - Their Promise and Challenges*, PricewaterhouseCoopers Cleantech, Editor. 2012.
52. Iromi Kuruwe Mudiyansele, phd student, *Endring i effektproduksjon ved skyggelegging av moduler*. 2014.
53. Sand, K., *Overharmoniske i kraftnett*. 2008.
54. Ildstad, E., *High Voltage Insulation Materials*. 2012.
55. Hans Kristian Høidalen, Tore Lefstad, *Potensielle utfordringer med distansevern i kraftsystem med distribuert produksjon*, in *NEF Teknisk Møte 2014*. 2014: Trondheim.
56. VDE, *VDE-AR-N 4105:2011-08; Power generation systems connected to the low-voltage distribution network*. 2011.
57. ENTSO-E, *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*. 2013.
58. REN, *Tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter*. 2014.
59. Josefsen, R.H., *Diskusjoner om tilknytningsvilkår*. 2014.
60. Boyesen, K., *Diskusjon med eltek om kraftelektronikk for PV*. 2014.
61. Norges vassdrags- og energidirektorat, *Anleggsbidrag*. 2012 [cited 2014 16.05];  
<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Tilknytning/Anleggsbidrag/>.
62. Fordelingsnettkomiteens arbeidsgruppe 2  
*Teknisk-økonomisk utforming av luftnett for lavspenning*, NOR ENERGI, Editor. 1986.



63. EUROBAT, *Battery Energy Storage for Smart Grid Applications*. 2013, EUROBAT.
64. Solarpraxis AG, *Inverter, Storage and PV System Technology*. 2013.
65. SolarServer. *Japan begins subsidy program for lithium-ion batteries*. 2014;  
<http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/current/2014/kw12/japan-begins-subsidy-program-for-lithium-ion-batteries.html>.
66. Stromgraf. *SMA Sunny Home Manager*. 2014 [cited 2014 20.05];  
<http://www.stromgraf.com/sma-sunny-home-manager>.
67. Hanne Sæle, Nicolai Feilberg, *End-use demand at Norwegian household customers*, in *EEDAL'11*. 2011.
68. Smart Home Energy *What is a "Smart Home"?* 2013 [cited 2014 2.3];  
<http://smarthomeenergy.co.uk/what-smart-home>.
69. CENELEC. *Smart house 2005* [cited 2014 3.2];  
<http://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SmartLiving/House/Pages/default.aspx>.
70. SMA. *Sunny Home Manager*. 2013 [cited 2014 2.3];  
<http://www.sma.de/en/solutions/medium-power-solutions/sma-smart-home/basic-solution.html>.
71. Koen Kok, Cor Warmer, Gerben Venekamp, Anke Weidlich, Stamatis Karnouskos, Per da Silva, Dejan Ilic, Aris Dimeas, Jan Ringelstein, Stefan Drenkard, Vally Liolou, *Final Architecture for SmartHouse/SmartGrid - Smart Houses Interacting with Smart Grids to achieve next - generation energy efficiency and sustainability*, ECN, Editor. 2011.
72. Herman, D., *Investigation of the Technical and Economical Feasibility of Micro-Grid Based Power Systems*, Electric Power Research Institute, Editor. 2001.
73. Eilert Bjerkan, Therese Troset Engan, Jørn Engberg, Geir Mathisen, *Fremtidens IKT-Arkitektur for aktive distribusjonsnett* in *NEF Tekniske Møte 2014*. 2014: Trondheim.
74. BC-Hydro. *SMART METERS, SMARTER CHOICES*. 2014 [cited 2014 7.5];  
[http://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/smart\\_metering\\_infrastructure\\_program/smart\\_meter\\_and\\_grid\\_technology/future\\_with\\_smart\\_meters.html](http://www.bchydro.com/energy-in-bc/projects/smart_metering_infrastructure_program/smart_meter_and_grid_technology/future_with_smart_meters.html).
75. Eikeland, K., *Distribuert energiproduksjon under plusskundeordningen - Status, muligheter og mulig tilnærming*, EVRY, Editor. 2012.

76. Solvang, E., *Undervisningsmaterieill ELK-11 - NPV calculation, cost elements, failure model and profitability*. 2012.
77. Stetz, T., *Integration of PV plants in distribution grids, OTTI-Seminar: Monitoring of PV-Systems*. 2011: Munich.
78. Tranøy, H., *Tekniske retningslinjer for tilknytning av plusskunder i lavspenningsnett*. 2012.
79. Helge Seljeseth, Kjell Sand, Tarjei Solvang, *Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttes elektrisitesnettet*, Sintef Energi AS, Editor. 2012.
80. Sand, K., *Diskusjon om prisantagelser i forhold til kost/nytte*. 2014.
81. SINTEF Energi AS, *Kostnadskatalog distribusjonsnett*. 2012.

## Vedlegg

### Vedlegg A: Utledning av spenning i tilknytningspunkt

Utledning for spenningen i tilknytningspunkt for et smart hus med lokal produksjon er basert på utledningen i masteroppgaven "tekniske retningslinjer for tilknytning av plusskunder i lavspenningsnettet". Utledningen tar utgangspunkt i Figur 22, med en nettstasjon, et overføringsnett og en sluttkunde.

Effektflyten i tilknytningspunktet til en sluttkunde er gitt av den tilsynelatende effekten,  $S$ , som består av aktiv effekt,  $P$ , og reaktiv effekt,  $Q$ . Den tilsynelatende effekten kan også uttrykkes av spenningen i punktet,  $U$ , og den komplekskonjugerte strømmen,  $I^*$ , som angitt i formel (1.9).

$$S = P + jQ = \sqrt{3}UI^* \quad (1.9)$$

Det er mulig å snu formel (1.9), slik at et uttrykk for strømmen kan etableres, som angitt i formel (1.10).

$$I = \left( \frac{P + jQ}{\sqrt{3}U} \right)^* \quad (1.10)$$

Strømmen, formel (1.10), etablerer et grunnlag for at en spenningsendring fra en referanse, for eksempel en nettstasjon, kan uttrykkes basert på effektflyten hos sluttkunden, formel (1.9), og spenningsendringen i overføringen. Spenning i et referansepunkt antas reell, altså vinkelen er null. Spenningsendringen i overføringen skyldes overføringens motstand og reaktans, impedansen. Spenningsendringen i overføringen, mellom to punkt, er gitt av formel (1.11).

$$U_N = \sqrt{3}(R_L + jX_L)I + U \quad (1.11)$$

- $U_N$  = Reell spenning i referansepunkt, Nettstasjon
- $R_L$  = Motstand
- $X_L$  = Impedans
- $I$  = Strøm
- $U$  = Spenning i punktet til kunden

Spenningen i referansen er valgt å være reell, det vil medføre at spenningen i tilknytningspunktet vil være relatert referansespenning og derav ha et imaginært ledd avhengig av driftssituasjon. Spenningen i tilknytningspunktet kan da uttrykkes ved formel (1.12)

$$U = a + jb \quad (1.12)$$

Spenningsendringen kan uttrykkes ved å sette inn uttrykket for strømmen i formel (1.10) i formel (1.11). Da vil spenningsendringen uttrykkes basert på kundens effektutveksling, som gitt i formel (1.13).

$$U_N = \sqrt{3}(R_L + jX_L) \left( \frac{P + jQ}{\sqrt{3}U} \right)^* + U \quad (1.13)$$

Det komplekskonjugerte leddet i formel (1.13) kan løses opp, og det kan multipliseres med den komplekskonjugerte spenningen i tilknytningspunktet, gitt av formel (1.12). Det vil gi et uttrykk (1.14).

$$U_N(a - jb) = (R_L + jX_L)(P - jQ) + (a + jb)(a - jb) \quad (1.14)$$

Spenningen i tilknytningspunktet,  $U$ , består som angitt i formel (1.12) av et reelt,  $a$ , og et imaginært,  $b$ , ledd. Den reelle og imaginære delen av formel (1.14) angir henholdsvis  $a$  og  $b$  i formel (1.12). Den imaginære delen er gitt av formel (1.15), og den reelle delen av formel (1.16).

$$-jbU_N = -jR_LQ + jX_LP \quad (1.15)$$

$$aU_N = (R_LP) + (X_LQ) + (a^2 + b^2) \quad (1.16)$$

Basert på formel (1.15), kan den imaginære delen av spenningen i tilknytningspunktet uttrykkes ved formel (1.17)

$$b = \frac{R_LQ - X_LP}{U_N} \quad (1.17)$$

Den reelle delen av spenningen i tilknytningspunktet kan uttrykkes ved hjelp av formel (1.17) og formel (1.16), hvor annengradslikningen i formel (1.18) angir det reelle leddet av spenningen.

$$a^2 - aU_N + (R_LP) + (X_LQ) + \left(\frac{R_LQ - X_LP}{U_N}\right)^2 \quad (1.18)$$

Ettersom formel (1.18) er en annengradslikning anvendes formelen for annengradslikninger, og kan uttrykke to løsninger for det reelle leddet,  $a$ , ved formel (1.19).

$$a = \frac{U_N \pm \sqrt{U_N^2 - 4 \left[ (R_LP) + (X_LQ) + \left(\frac{R_LQ - X_LP}{U_N}\right)^2 \right]}}{2} \quad (1.19)$$

Spenningen i tilknytningspunktet til en sluttkunde kan uttrykkes ved formel (1.19), (1.17) og (1.12) av formel (1.20).

$$U = \frac{U_N \pm \sqrt{U_N^2 - 4 \left[ (R_LP) + (X_LQ) + \left(\frac{R_LQ - X_LP}{U_N}\right)^2 \right]}}{2} + j \frac{R_LQ - X_LP}{U_N} \quad (1.20)$$

## Vedlegg B1: "Simulering"

```
%SIMULERINGSFIL FOR SAMTLIGE USE CASE

%Det er benyttet "..." tre punktum for å få plass til koden i oppgaven,
%det betyr at steder hvor "..." er brukt fortsetter koden på neste
%linje. Use case relatert visualisering bruker denne filen og valg 1.

function Simulering
clear all
clc

valg = 99;
while valg ~= 0
%Input av variabler for simulering av 20.juni basert på forbruksdata
%fra Demo Steinkjer, solcelleanlegget i oppgaven og
%solstråling i Kristiansand.
R      = 0.641; %Nettets motstand (Ohm)
X      = 0.077; %Nettets reaktans (ohm)
A      = 41.5;  %Solcelleareal m^2
Eta    = 0.105; %Virkningsgrad for solcelleanlegget
Imax   = 1025.8;%Maksimal solstråling
Tmin   = 300;  %Soloppgang i minutter fra 00:00
Tmax   = 1320; %Solnedgang i minutter fra 00:00
Delta_o = 38;  %Optimal helningsvinkel på det stedet
Delta_r = 38;  %Reell helningsvinkel til solcelleanlegget
Unett  = 230;  %Spenning i nettstasjon - eller annet referansepunkt
Tetta  = 0;    %Vinkelen til veksleretter-(arccos(effektfaktor))

%Definering av spenningsrestriksjoner for initiering av ulike tiltak
%for casene relatert tilknytning av et smart hus
Vmax   = 253;    %Maksimal spenning for utkobling
Vmin   = 207;    %Minimal spenning for utkobling
Vqopp  = 231;    %Øvre spenningsrestriksjon for reaktiv kompensering
Vqned  = 229;    %Nedre spenningsrestriksjon for reaktiv kompensering
Vlad   = 235;    %Øvre spenningsrestriksjon for økt forbruk/ladning

%Forbruksdata fra Demo Steinkjer for 20. Juni
forbruk      = importdata('Forbruk.txt'); %importerer forbruksdata
forbruk_tid  = forbruk.data(:,1); %Tidspunkt for forbruk
forbruk_effekt = forbruk.data(:,2); %Effektverdi per halvtime
str          = size (forbruk_tid); %Størrelsen til forbruksmatrisen

%Matriser for solcelleanlegget
Iso1 = zeros (1,1441);%Initialiserer null-matriser for solstråling
Pso1 = zeros (1,1441);%Initialiserer null-matriser for Aktiv effekt
```

```

Qsol = zeros (1,1441);%Initialiserer null-matriser for Reaktiv effekt
%Regner ut solstrålingen, Isol, som er antatt å ha en sinusform basert på
%soloppgang, nedgang og maks solstråling.Effektproduksjonen
%regnes ut basert på solcelleanleggets data og solstrålingen.
%Reaktiv effekt regnes ut basert på aktiv effekt og tangens til
%vinkelen som utgjør den aktuelle effektfaktoren,tan(arccos(effektfaktor)).

for t = Tmin:Tmax %Kun verdier fra soloppgang til solnedgang
    Isol(1,t) = Imax * sin ( ( pi / ( Tmax - Tmin ) ) * ( t - Tmin ) );
    Psol(1,t) = Isol(1,t) * Eta * A * cos (((Delta_o - Delta_r)) * pi / 180);
    Qsol(1,t) = Psol(1,t) * tan ( Tetta );% i utgangspunktet = 0
end

%Matriser for det smarte huset
P_import = zeros (1,str(1));%Effektimport
U_kunde = zeros (1,str(1));%Spenningen i tilknytningspunkt
P_term = zeros (1,str(1));%Økt forbuk/lagring av aktiv effekt

%Regner ut og fyller opp matrisen for effektimport basert på
%differansen mellom forbruk og produksjon. Forbruk er gitt i halvttime, og
%produksjon gitt i minutt, hvor effektimport kun bruker de sammenlignede
%verdiene - altså halvtimesverdier og derav brukes "teller".
teller = 1;
for t = 0:1440
    if t == 0
        P_import(1,teller) = forbruk_effekt(teller) - Psol(1,(t+1));
        teller = teller + 1;
    elseif t > 0 && t == forbruk_tid(teller)
        P_import(1,teller) = forbruk_effekt(teller) - Psol(1,(t));
        teller = teller + 1;
    end
end

%matriser for a og b, hvor a er det reelle og b det imaginære leddet i
%spenningen i tilknytningspunktet. Som omtalt i masteroppgaven i
%tilknytning til use case for lokal spenningsregulering
%Størrelsen er gitt av størrelsen til matrisen for forbuket
a = zeros (1,str(1));
b = zeros (1,str(1));

%angir de mulige casene som kan simuleres.
C1 = ['Case 1 - Visualisering'];
C2 = ['Case 2 - Spenning i tilknytningspunkt'];
C3 = ['Case 3 - Spenning i tilknytningspunkt med reaktiv kompensering'];
C4 = ['Case 4 - Spenning i tilknytningspunkt med aktiv effekt regulering'];
C5 = ['Case 5 - Spenningskarakteristikk i Mikronettstruktur'];

```

```

disp(C1);
disp(C2);
disp(C3);
disp(C4);
disp(C5);

%mulig å velge ulike case for simulering
valg = input('Velg case: ');

if valg == 2
%Regner ut spenningen i tilknytningspunkt over døgnet for det smarte huset
% Dette er grunnsenarioet i use case "lokal spenningsregulering"
U_kunde = Case_2(Unett, P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str);

elseif valg == 3
% Dette er scenario 2 og 3 i Use case "lokal spenningsregulering"
% med kompensering med reaktiv effekt, og eventuell utkobling.
[Psol, U_kunde, P_import, Qsol] = Case_3(Unett, Psol, P_import, ...
Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str, Vmax, Vmin, forbruk_effekt, Vqopp, Vqned);

elseif valg == 4
% Dette er scenario 2,3 og 4 i Use case " lokal spenningsregulering"
% Det vil si kompensering med reaktiv effekt, og regulering av
% aktiv effekt innmating
[Psol, U_kunde, P_import, Qsol, P_term] = Case_4(Unett, Psol, ...
P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str, Vmax, Vmin, forbruk_effekt, ...
Vqopp, Vqned, V_lad, P_term);

elseif valg == 5
% Dette er simuleringen for "mikronett spenningsregulering".
% anvendes maksimal innmatet effekt fra et hus i case 2 som tilegnes
% n antall hus. Det regnes ut spenningskarakterstikk i radialen med
% "reaktiv kompensering", "trinnsstyring" og regulering av aktiv effekt
% basert på formlene omtalt i masteroppgaven i kapitelen om use case
% Mikronett spenningsregulering.
[TotSpennFall_U, TotSpennFall_M, TotSpennFall_L, TotSpennFall_J, n]...
= Case_5(Unett, P_import, R, X);
end

% Skriver ut resultatene fra de ulike casene basert på hvilket case som
% er valgt. Hvor liten x er minuttsoppløsning, og stor X er halvtime
x = 0:1:1440; %Isol, Psol, Qsol
X = 0:30:1440; %Termisk/batteri lagring, P_import og spenning

if valg == 1 %Denne skriver ut Use case relatert Visualisering

```

```

%solstråling over dagen
subplot(2,2,1)
plot(x,Isol);
title('Solstråling');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Solstråling[W/m2]');

%Produksjon over dagen
subplot(2,2,2);
plot(x,Psol);
title('Lokal produksjon');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv effekt[W]');

%Import av effekt - negativ = innmatning i overføringsnett
subplot(2,2,3);
plot(X,P_import);
title('Import av effekt');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv effekt[W]');

%Fobruk av effekt hos husstanden
subplot(2,2,4)
plot(X,forbruk_effekt);
title('Forbruk');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv effekt[W]');

elseif any(valg == [2,3,4]) %skriver ut "lokal spenningsregulering"
%solstråling over dagen
subplot(3,2,1);
plot(x,Isol);
title('Solstråling');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Solstråling[W/m2]');

%Produksjon over dagen
subplot(3,2,2);
plot(x,Psol);
title('Lokal produksjon');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv effekt[W]');

%Reaktiv effekt forbruk/produksjon
subplot(3,2,3);
plot(x,Qsol);

```



```

title('Reaktiv kompensering');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Reaktiv Effekt[VAR]');

%Import av effekt - negativ = innmatning i overføringsnettet
subplot(3,2,4);
plot(X,P_import);
title('Import av effekt');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv effekt[W]');

%spenningen i tilknytningspunktet til det smarte huset
subplot(3,2,5);
plot(X,U_kunde);
title('Spenning i tilknytningspunkt');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Spenning [V]');

%Det økte forbruket eller lagringen, for aktiv effekt regulering
subplot(3,2,6)
plot(X,P_term);
title('Termisk/Batteri lagring');
xlabel('Tid[min]');
ylabel('Aktiv Effekt [W]');

%for mikronettstrukturen skrives det ut spenningskarakteristikk
elseif valg == 5
    x = 0:1:n; %antall hus som defineres

    %Karakterstikk for spenningen uten regulering
    subplot (4,1,1)
    plot(x,TotSpennFall_U);
    title('Spenningskarakteristikk');
    xlabel('Avstand(hus)');
    ylabel('Prosent[%]');

    %Karakterstikk for spenningen med reaktiv kompensering
    subplot(4,1,2);
    plot(x,TotSpennFall_M);
    title('Spenningskarakteristikk med reaktiv kompensering');
    xlabel('Avstand(hus)');
    ylabel('Prosent[%]');

    %Karakterstikk for spenningen med trinnstyring
    subplot(4,1,3);
    plot(x,TotSpennFall_J);

```

```

title('Spenningskarakteristikk med Trinnstyring');
xlabel('Avstand(hus)');
ylabel('Prosent[%]');

%Karakterstikk for spenningen med økt forbruk/lagring - aktiv
%effekt regulering
subplot(4,1,4);
plot(x,TotSpennFall_L);
title('Spenningskarakteristikk med økt forbruk/lagring');
xlabel('Avstand(hus)');
ylabel('Prosent[%]');

end
end
end

```

## Vedlegg B2: Case 2 – Smart hus

```

%SMART HUS GRUNNSCENARIO

% Dette caset er grunnscenariet og regner ut spenningen i
% tilknytningspunktet, basert definert data i simuleringen for
% motstand og reaktans i nettet og spenningen i nettstasjonen og
% import av effekt fra overføringsnettet som er gitt av differansen
% mellom forbruket og lokal produksjon. Reaktiveffekt er i
% dette caset null.

function [U_kunde] = ...
    Case_2(Unett, P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str)

% I det følgende regnes det ut spenningsverdier for hver halvtime,
% hvor t går fra 0 til 1440, som er 1 døgn i minuttverdier. Spenningen er
% utregnet basert på utveksling av aktiv og reaktiv effekt med nettet, hvor
% spenningen i nettet er definert til 230 volt. Formelen for a(1,t)
% returnerer i utgangspunktet to verdier ettersom det er rotuttrykk,
% det er kun den ene verdien som er aktuell og utregnes videre.
% Reaktiv effekt er som nevnt null i grunnscenariet.
for t = 1:str
    if t == 1
% Regner ut verdien for spenningen klokken 00:00
        a(1,t) = ((Unett + sqrt(Unett^2 - 4*(R*P_import(1,t))+...
            (X*Qsol(1,t)) + (((R*Qsol(1,t)-X...

```

```

        *P_import(1,t))/Unett) ^ 2 ))))/2;
    b(1,t)      = ( R * Qsol(1,t) - X * P_import(1,t) )/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
%Regner ut verdiene for spenningen for resten av døgnet
%med halvtimes verdier - derav ((t-1)*30)
    a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))+...
        (X*Qsol(1,(t-1)*30)))+(((R*Qsol(1,(t-1)*30)-X...
        *P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t)      = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end
end
%returner maksimal utregnet spenningsverdi over dagen.
MaxVerdi = max(U_kunde);
MaxVerdi

end

```

### Vedlegg B3: Case 3 - Smart hus - reaktiv effekt

```

%SMART HUS MED REAKTIV KOMPENSERING
% Dette caset omfatter simulering av spenningen i tilknytningspunktet ved
% anvendelse av reaktiv kompensering, altså produksjon og forbruk av
% reaktiv effekt i perioder hvor spenningsrestriksjoner Vqopp
% eller Vqned er brutt. Det er også mulig at produksjonsenheten
% kobles ut hvis restriksjoner for utkobling brytes, Vmax og Vmin,
% da må en ny import og spenningsverdi utregnes for de aktuelle periodene.

function [Psol, U_kunde, P_import, Qsol] = Case_3(Unett, Psol, ...
    P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str, Vmax, Vmin, ...
    forbruk_effekt, Vqopp, Vqned)
%Kjører grunnscenario og anvender spenningsverdiene over døgnet
U_kunde = Case_2(Unett, P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str);

%sjekker om spenningsverdiene er over restriksjoene for reaktiv forbruk
%og om produksjonsenheten er i drift i det aktuelle tidspunktet
for t = 1:str
    if U_kunde(1,t) >= Vqopp && Psol(1,(t-1)*30) > 0

% Hvis spenningen er over, og produksjonsenheten i drift, så defineres en
% driftskurve, altså tan(arccos(effektfaktor)) som tilsier forbruk av

```

```

%reaktiv effekt tilsvarende Effektfaktor = 0,95
driftskurven = (-0.32855);

%reaktiv effekt regnes ut basert på produksjon og driftskurve
%for de tidsperiodene hvor spenningen er over restriksjonen. Først regnes
%det ut for halvtime, og deretter oppdateres alle minuttdataene
Qsol(1,(t-1)*30)= Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
if Qsol(1,(t-2)*30) < 0
    for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
        Qsol(1,i) = Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
    end
end

%Regner ut ny spenning i tilknytingspunkt, med forbruk av reaktiv effekt i
%de aktuelle periodene hvor restriksjonen er brutt og produksjonenheten er
%i drift. På lik måte som i case 2.
if t == 1
    a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))+...
        (X*Qsol(1,t))+(((R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))...
        /Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = (R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
    a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))+...
        (X*Qsol(1,(t-1)*30))+(((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end

%Hvis spenningen i tilknytingspunktet er større enn restriksjonen for
%utkobling så kobles produksjonen ut og Psol og Qsol settes til
%null for de periodene for spenningen er over restriksjonen.
if U_kunde(1,t) >= Vmax
    Psol(1,(t-1)*30) = 0;
    Qsol(1,(t-1)*30) = 0;

%Siden Psol og Qsol er oppgitt i minutt, må alle minutt innenfor
%halvtimen settestil null i de perioder hvor restriksjonen for
%utkobling er brutt
if Psol(1,(t-2)*30) == 0
    for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
        Psol(1,i) = 0;
        Qsol(1,i) = 0;
    end
end
end

```

```

%Hvis lokal produksjon er null, så er import alltid lik forbruk, og
%derav endres importen.
    P_import(1,t) = forbruk_effekt(t);

%Ny spenning i tilknytingspunktet regnes ut når den lokale
%produksjonsenheten er kobles ut og forbruket forsynes av
%import fra nettet. På lik måte som i case 2.
    if t == 1
        a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,t))+((R*Qsol(1,t)-X*...
            P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
        b(1,t) = (R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
        U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
    else
        a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,(t-1)*30))+((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
            -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
        b(1,t) = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
        U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
    end
end

%sjekker om spenningsverdiene er lavere enn restriksjonene for reaktiv
%produksjon og om produksjonsenheten er i drift i det tidspunktet
    elseif U_kunde(1,t) <= Vqned && t > 2 && Psol(1,(t-1)*30)>0

%Hvis spenningen er under, og produksjonsenheten i drift, så defineres en
%driftskurve, altså tan(arccos(effektfaktor) som tilsier produksjon av
%reaktiv effekt tilsvarende Effektfaktor = 0,95
    driftskurven = (0.32855);

%reaktiv effekt regnes ut basert på produksjon og driftskurve
%for de tidsperiodene hvor spenningen er lavere enn restriksjonen.
%Først regnes det ut for halvtime, og deretter oppdateres alle minuttdata
    Qsol(1,(t-1)*30)= Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
    if Qsol(1,(t-2)*30) > 0
        for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
            Qsol(1,i) = Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
        end
    end

%Regner ut ny spenning i tilknytingspunktet,
%med produksjon av reaktiv effekt. På lik måte som i case 2.
    if t == 1
        a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...

```

```

        +(X*Qsol(1,t))+(((R*Qsol(1,t)-X*...
        P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t)      = (R*Qsol(1,t) - X * P_import(1,t) ) / Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
    a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qsol(1,(t-1)*30))+(((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t)      = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end

```

%Hvis spenningen i tilknytingspunktet er lavere enn restriksjonen  
 %for utkobling så kobles produksjonen ut og Psol og Qsol settes  
 %til null for de periodene hvor spenningen er lavere enn restriksjonen.

```

    if U_kunde(1,t) <= vmin && t>2
        Psol(1,(t-1)*30) = 0;
        Qsol(1,(t-1)*30) = 0;
    end

```

%Siden Psol og Qsol er oppgitt i minutt, må alle minutt innenfor  
 %halvtimen settestil null i de perioder hvor restriksjonen for  
 %utkobling er brutt

```

        if Psol(1,(t-2)*30) == 0
            for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
                Psol(1,i) = 0;
                Qsol(1,i) = 0;
            end
        end
    end
end

```

%Hvis lokal produksjon er null, så er import alltid lik forbruk, og derav  
 %endres importen.

```

    P_import(1,t) = forbruk_effekt(t);

```

%ny spenning i tilknytingspunktet utregens for perioder hvor  
 %produksjonenheten er utkoblet og import av effekt forsyner det lokale  
 %forbruket

```

    if t == 1
        a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,t))+(((R*Qsol(1,t)-X*...
            P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
        b(1,t)      = (R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
        U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
    else
        a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,(t-1)*30))+(((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
            -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    end

```

```

b(1,t)      = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end
end
end
%returnere maksimale spenning over døgnet
MaxVerdi = max(U_kunde);

```

## Vedlegg B4: Case 4 - Smart hus - reaktiv og aktiv effekt

```

%SMART HUS MED REAKTIV KOMPENSERING OG REGULERING AV AKTIV EFFEKT
% Dette caset omfatter simulering av spenningen i tilknytningspunktet ved
% anvendelse av både kompensering med reaktiv effekt og regulering av aktiv
% effekt innmatning. Aktiv effekt innmatning reguleres med å regulere
% forbruket eller lagring til det smarte huset. I denne simuleringen er det
% kun grense for øvre spenningsverdi, som vil si at huset øker forbruket
% eller lagrer produksjon for å redusere innmatet effekt. Innmatet effekt
% reduseres til en utregnet verdi hvor spenningen i tilknytningspunktet
% holdes lik grenseverdien i de perioder hvor restriksjonen i utgangspunktet
% ville vært brutt.

function [Psol, U_kunde, P_import, Qsol, P_term] = ...
    Case_4(Unett, Psol, P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, ...
    str, Vmax, Vmin, forbruk_effekt, Vqopp, Vqned, V_lad, P_term)
% Kjører grunnscenario og anvender spenningsverdiene over dagen
    U_kunde = Case_2(Unett, P_import, Qsol, R, X, a, b, U_kunde, str);

% sjekker om spenningsverdiene er over restriksjoene for reaktiv forbruk
% og om produksjonsenheten er i drift i det tidspunktet
for t = 1:str
    if U_kunde(1,t) >= Vqopp && Psol(1,(t-1)*30) > 0

% Hvis spenningen er over, og produksjonsenheten i drift, så defineres en
% driftskurve, altså tan(arccos(effektfaktor) som tilsier forbruk av
% reaktiv effekt tilsvarende Effektfaktor = 0,95
        driftskurven = (-0.32855);

% reaktiv effekt regnes ut basert på produksjon og driftskurve
% for de tidsperiodene hvor spenningen er over restriksjonen. Først regnes
% det ut for halvtime, og deretter oppdateres alle minuttdata
        Qsol(1,(t-1)*30) = Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;

```

```

if Qsol(1,(t-2)*30) < 0
    for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
        Qsol(1,i) = Pso1(1,(t-1)*30) * driftskurven;
    end
end
%Regner ut ny spenning i tilknytningspunkt, med forbruk av reaktiv effekt
%Lik måte som i case 2
if t == 1
    a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qsol(1,t))+(((R*Qsol(1,t)-X...
        * P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = ( R * Qsol(1,t) - X * P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
    a(1,t) =((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qsol(1,(t-1)*30))+(((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end

%I de perioder hvor spenningen er over restriksjonen for regulering av
%aktiv effekt, altså et økt forbruk eller lagring, så regnes det ut en
%verdi for forbruk eller lagring. Denne verdien er gitt av produksjonen og
%forbruket i den aktuelle perioden. Importert effekt endres ved økt
%forbruk, noe som igjen endrer spenningen i tilknytningspunktet.
%P_import er fortsatt differansen mellom lokal produksjon og forbruk,
%hvor det økt forbruket/lagringen vil øke forbruket.Importert effekt er
%negativ, altså det eksporterteres effekt hvis denne restriksjonen brytes
if U_kunde(1,t) > V_lad
    Pso = Pso1(1,( t-1 ) * 30);%Produksjon
    Pfor = forbruk_effekt(t,1); %Forbruk
    Qso = Qsol(1,( t-1 ) * 30); %Reaktiv effekt

%Det benyttes en Matlab funksjon som regner ut hvor mye
%forbruket må økes eller lagres slik at P_import resultater
%i en spenning i tilknytningspunktet som overholdes restriksjonen.
problem.objective = @(Plag)sqrt((((Unett+sqrt(Unett^2-4*...
    (R*(-Pso+Pfor+Plag)))+(X*Qso)+...
    (((R*Qso-X*(-Pso+Pfor+Plag))/Unett)^2))))...
    /2)^2+((R*Qso-X*(-Pso+Pfor+Plag))...
    /Unett)^2)-V_lad;

problem.x0 = 0;
problem.solver = 'fzero'; % a required part of the structure
problem.options = optimset(@fzero); % default options
Plag = fzero(problem);

```



```

%Verdier for økt forbruk/lagring gitt av Matlab funksjonen for de ulike
%tidspunktetene hvor spenningen egentlig hadde vært høyere
    P_term(1,t)          = P_lag;
%Importert effekt har en negativ verdi, denne reduseres mot null når
%forbruket eller lagringen øker.
    P_import(1,t)=forbruk_effekt(t)-P_sol(1,(t-1)*30)+P_term(1,t);
%En ny spenning regnes ut med den nye importerte effekten. Det er antatt
%at det ikke er noen restriksjon for hvor mye forbruket kan økes eller
%hvor mye som kan lagres, noe som vil si at spenningen nødvendigvis
%vil være maksimalt lik restriksjonen for økt forbruk/lagring
    a(1,t)              = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Q_sol(1,(t-1)*30)))+((R*Q_sol(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))/2;
    b(1,t)              = (R*Q_sol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t)        = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end

%Spenningen i tilknytingspunktet kan bryte restriksjonen for utkobling.
%Det kan være tilfelle hvis ikke det er tilgjengelig "økt forbruk eller
%lagring" eller restriksjon for aktiv regulering ikke er definert.
%P_sol og Q_sol settes til null for de periodene for spenningen
%er over restriksjonen for utkobling.
    if U_kunde(1,t) >= Vmax
        P_sol(1,(t-1)*30) = 0;
        Q_sol(1,(t-1)*30) = 0;

%Siden P_sol og Q_sol er oppgitt i minutt, må alle minutt innenfor halvtimen
%settes til null i de perioder hvor restriksjonen for utkobling er brutt
    if P_sol(1,(t-2)*30) == 0
        for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
            P_sol(1,i) = 0;
            Q_sol(1,i) = 0;
        end
    end

% Hvis lokal produksjon er null, så er import alltid lik forbruk, og derav
%endres importen.
    P_import(1,t) = forbruk_effekt(t);

%Ny spenning i tilknytingspunktet regnes ut når den lokale
%produksjonsenheten er koblet ut og forbruket forsynes av import
%Lik måte som i case 2
    if t == 1
        a(1,t)          = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Q_sol(1,t)))+((R*Q_sol(1,t)-...

```

```

        X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t)      = (R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
    a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qsol(1,(t-1)*30)))+((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t)      = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end
end
end

```

%sjekker om spenningsverdiene er lavere enn restriksjoene for produksjon  
 %av reaktiv effekt og om produksjonsenheten er i drift i det tidspunktet  
 elseif U\_kunde(1,t) <= Vqned && t > 2 && Psol(1,(t-1)\*30)>0

%Hvis spenningen er under, og produksjonsenheten i drift, så defineres en  
 %driftskurve, altså tan(arccos(effektfaktor) som tilsier produksjon av  
 %reaktiv effekt tilsvarende Effektfaktor = 0,95  
 driftskurven = (0.32855);

%reaktiv effekt regnes ut basert på produksjon og driftskurve  
 %for de tidsperiodene hvor spenningen er lavere enn restriksjonen.  
 %Først regnes det ut for hver halvtime, og deretter oppdateres alle  
 %minuttsdata

```

    Qsol(1,(t-1)*30)= Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
    if Qsol(1,(t-2)*30) > 0
        for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
            Qsol(1,i) = Psol(1,(t-1)*30) * driftskurven;
        end
    end
end

```

%Regnes ut en ny spenning i tilknytningspunktet for de perioder, hvor det  
 %produserer reaktiv effekt. Lik måte som i case 2

```

    if t == 1
        a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,t)))+((R*Qsol(1,t)...
            -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
        b(1,t)      = (R*Qsol(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
        U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
    else
        a(1,t)      = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
            +(X*Qsol(1,(t-1)*30)))+((R*Qsol(1,(t-1)*30)...
            -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
        b(1,t)      = (R*Qsol(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
        U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
    end
end

```

```

end

% Hvis spenningen i tilknytningspunktet er lavere enn restriksjonen for
% utkobling så kobles produksjonen ut og Pso1 og Qso1 settes til null for
% de periodene hvor spenningen er lavere enn restriksjonen.
if U_kunde(1,t) <= vmin && t>2
    Pso1(1,(t-1)*30) = 0;
    Qso1(1,(t-1)*30) = 0;

% Siden Pso1 og Qso1 er oppgitt i minutt, må alle minutt innenfor
% halvtimen settestil null i de perioder hvor restriksjonen for
% utkobling er brutt
if Pso1(1,(t-2)*30) == 0
    for i = ((t-2)*30):((t-1)*30)
        Pso1(1,i) = 0;
        Qso1(1,i) = 0;
    end
end
end

% Hvis lokal produksjon er null, så er import alltid lik forbruk, og derav
% endres importen.
P_import(1,t) = forbruk_effekt(t);

% Ny spenning i tilknytningspunktet utregnes for perioder hvor
% produksjonenheten er utkoblet og import av effekt forsyner det lokale
% forbruket. Lik måte som i case 2
if t == 1
    a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qso1(1,t))+((R*Qso1(1,t)-...
        X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = (R*Qso1(1,t)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
else
    a(1,t) = ((Unett+sqrt(Unett^2-4*(R*P_import(1,t))...
        +(X*Qso1(1,(t-1)*30))+((R*Qso1(1,(t-1)*30)...
        -X*P_import(1,t))/Unett)^2))))/2;
    b(1,t) = (R*Qso1(1,(t-1)*30)-X*P_import(1,t))/Unett;
    U_kunde(1,t) = sqrt ( a(1,t) ^ 2 + b(1,t) ^ 2 );
end
end
end

% returner minimal import, som vil si maksimal eksport
MinImport = min(P_import);
MinImport
end

```

## Vedlegg B5: Case 5 - Mikronett

```
%MIKRONETT MED REGULERING AV SPENNING

% Dette caset omfatter simulering av en mikronettstruktur med en
% nettstasjon som forsyner en n antall hus. Husene er antatt å være like
% med lik produksjon og forbruk. Det er en avstand a mellom husene.
% Basert på innmatet effekt regnes det er ut spenningsbidrag fra hvert hus,
% som tilsammen utgjør spenningskarakterstikken for radialen. I en situasjon
% hvor alle husene mater inn, vil det si at spenningen ytterst på radialen
% er spenningen i nettstasjonen + endringen i prosent. Det benytter 230 volt
% som referansespenning.

function [TotSpennFall_U, TotSpennFall_M, TotSpennFall_L, ...
        TotSpennFall_J, n] = Case_5(Unett, P_import, R, X)

% maksimal innmatet effekt er gitt av minimal P_import fra case2, omregnes
% til innmatet effekt i kw med positivt fortegn. Det er denne innmatede
% effekten som anvendes for hvert av de n husene i mikronettet, det
% ettersom den høyeste innmatede effekten resulterer i høyest spenning

P_max = - min(P_import)/1000;

% kan angi antall hus, avstand og spenningsrestriksjoner i prosent
n      = input('Hvor mange identiske hus? '); % det er anvendt 5 hus
a      = input('Identisk avstand mellom hus [m]: '); % det er anvendt 200
grense = input('Max spenningsfall [0-100]: '); % det er anvendt 7%
drift  = 0; % drift = driftskurven som er tan(arccos(effektfaktor)) er i
          % utgangspunktet satt til null.

% en null-matrise per n hus som angir spenningskarakterstikken fra n hus
SpennFall = zeros(1,n);
% en null-matrise for n hus angir effekten fra hvert hus (lik)
LevertEffekt = zeros(1,n);

% Hvert hus i radialen får tildelt en lik effekt, som er gitt av
% maksimal innmatet effekt
for i = 1:n
    LevertEffekt(1,i) = P_max * i;
end

% forhåndsdefinert null-matriser for spenningkarakterstikken i radialen,
TotSpennFall_U = zeros(1,n); % Ordinært
TotSpennFall_M = zeros(1,n); % Med reaktiv kompensering
TotSpennFall_L = zeros(1,n); % Med Lagring (aktiv regulering)
TotSpennFall_J = zeros(1,n); % Med trinnstyring av transformator
```

```

%regner ut spenningen hos hver kunde i n hus,
for i = 1:n
    SpennFall(1,i) = ((LeverEffekt(1,i)*a)/Unett^2)*(R+X*drift)*100;
end

%summerer spenningendringene i radialen
sum = 0;
teller = 1;
for i = 0:(n-1)
    sum = sum + SpennFall(1,(n-i));
    TotSpennFall_U(1,teller) = sum;
    teller = teller + 1;
end

%hvis spenningsøkningen i radialen er større enn 1%,
%så aktiveres forrbuk av reaktiv effekt og ny spenning regnes ut
if sum > 1
    drift = -0.32868;
    for i = 1:n
        SpennFall(1,i) =((LeverEffekt(1,i)*a)/ Unett ^ 2)*(R + X * drift)*100;
    end

%hvis spenningsfallet i radialen er større enn 1%,
%så aktiveres produksjon av reaktiv effekt og ny spenning regnes ut
elseif sum < -1
    drift = 0.32868;
    for i = 1:n
        SpennFall(1,i) =((LeverEffekt(1,i)*a)/Unett ^ 2)*(R + X * drift)*100;
    end
end

%summerer spenningsendringen i radialen med reaktiv kompensering
sum = 0;
teller = 1;
for i = 0:(n-1)
    sum = sum + SpennFall(1,(n-i));
    TotSpennFall_M(1,teller) = sum;
    teller = teller + 1;
end

%Legger til nettstasjonen som referanse i punkt 0
TotSpennFall_U = [0, TotSpennFall_U]; %Uten kompensering, starter på 0
TotSpennFall_M = [0, TotSpennFall_M]; %Med kompensering, starter på 0

%Hvis spenningsfallet med kompensering er større enn grensen definert

```

```

%så regnes det ut maks innmatet effekt for å overholde restriksjonen
%for spenning som er definert (grense) innebygd matlab-funksjon.
if TotSpennFall_M(1,(n+1)) > grense
%Likning som finner verdi for P slik at grensen blir overholdt,
%basert på summen av spenningsfallet i radialen
problem.objective =@(P)((1/2)*n*(n+1))*((P*a)/Unett^2)*(R+X*drift)*100 ...
    - grense;
problem.x0        =0;
problem.solver    ='fzero'; % a required part of the structure
problem.options   =optimset(@fzero); % default options
P                =fzero(problem);
%regner ut hvor mye som må lades eller forbrukes i huset
Ladning          = P_max - P;
aa =['Eksport:', num2str(P),'kw Forbruk/lagring:', num2str(Ladning),'kw'];

%regner ut ny levert effekt fra husene, og oppdaterers vektoren
for i = 1:n
    LevertEffekt(1,i) = P * i;
end

%regner ut ny spenningsendring basert på ny levert effekt,
for i = 1:n
    SpennFall(1,i) =((LevertEffekt(1,i)*a)/Unett^2)*(R + X*drift)*100;
end

%summerer opp spenningsendringen over radialen
sum = 0;
teller = 1;
for i = 0:(n-1)
    sum = sum + SpennFall(1,(n-i));
    TotSpennFall_L(1,teller) = sum;
    teller = teller + 1;
end

%regner ut nytt startpunkt for trinnstyringen i nettstasjonen, slik
%at spenningsrestriksjonen for spenningsendring i radialen overholdes
differ = TotSpennFall_M(1,(n+1)) - grense;
TotSpennFall_J = TotSpennFall_M - differ;
end

%Legger til referansen i nettstasjon som plass 0 i spenningsendringen
%for caset med ladning eller økt forbruk
TotSpennFall_L = [0, TotSpennFall_L];

%Skriver ut spenningskarakterstikken
TotSpennFall_U %Ordinær

```

```

TotSpennFall_M %Med kompensering med reaktiv effekt
TotSpennFall_J %Trinnstyring
TotSpennFall_L %Med økt forbruk/lagring - regulering av aktiv effekt
disp(aa) %skriver ut ny eksportert effekt fra hvert hus,
          %og endring i ladning/forbruk

%Regner ut effektflyt mellom nettstasjon og det første huset
P_U = P_max * n; %ordinær drift
P_M = P_max * n; %med kompensering
P_L = LevertEffekt(1,n); %lading

%Regner ut maksimal strøm
Imax_U = P_U / ( sqrt(3) * Unett ); %ordinær
Imax_M = P_M / ( sqrt(3) * Unett * 0.95 ); %reaktiv
Imax_L = P_L / ( sqrt(3) * Unett * 0.95 ); %lagring
%trinnstyring
Imax_J = P_M / ( sqrt(3)*Unett*(1 - (differ / 100))*0.95);

%Skriver ut den maksimale strømmen for de ulike tiltakene
xx = ['Strøm: ', num2str(Imax_U) , ' A '];
bb = ['Strøm med reaktiv: ', num2str(Imax_M), ' A '];
cc = ['Strøm med reaktiv og forbruk/lagring: ', num2str(Imax_L), ' A '];
dd = ['Strøm med reaktiv og trinnstyring: ', num2str(Imax_J), ' A '];
%skriver ut tekststrengen
disp(xx)
disp(bb)
disp(cc)
disp(dd)

end

```

### Vedlegg B6: Fil for forbruk

Tid	Forbruk
0	1090
30	1420
60	1750
90	1295
120	840
150	880
180	920
210	920
240	920
270	910

300	900
330	1410
360	1920
390	1445
420	970
450	1220
480	1470
510	1745
540	2020
570	1530
600	1040
630	1495
660	1950
690	1480
720	1010
750	2375
780	3740
810	2600
840	1460
870	1240
900	1020
930	2290
960	3560
990	3045
1020	2530
1050	2210
1080	1890
1110	2160
1140	2430
1170	2210
1200	1990
1230	2395
1260	2800
1290	3260
1320	3720
1350	2470
1380	1220
1410	1155
1440	1090



## **Vedlegg C: Use case**

**Vedlegg C1: Use case mal**

**Vedlegg C2: Use case "Visualiser"**

**Vedlegg C3: Use case "Visualiser morgendagens produksjon"**

**Vedlegg C4: Use case "Lokal spenningsregulering"**

**Vedlegg C5: Use case "Lokal frekvensregulering"**

**Vedlegg C6: Use case "Mikronettspenningsregulering"**

## **Vedlegg C 1**

### **A Use case mal fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology –Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**

## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

<i>Identifikasjon av use case</i>		
<i>ID</i>	<i>Område/ Domene/Zone</i>	<i>Navn</i>

### 1.2 Versjonshåndtering

<i>Versjonshåndtering</i>				
<i>Versjon</i>	<i>Dato</i>	<i>Navn på forfatter(e)</i>	<i>Endringer</i>	<i>Status</i> <i>Utkast, endelig versjon...</i>

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

<i>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use case</i>	
<i>Hensikt</i>	
<i>Mål</i>	
<i>Relevante business case</i>	

### 1.4 Use case beskrivelse

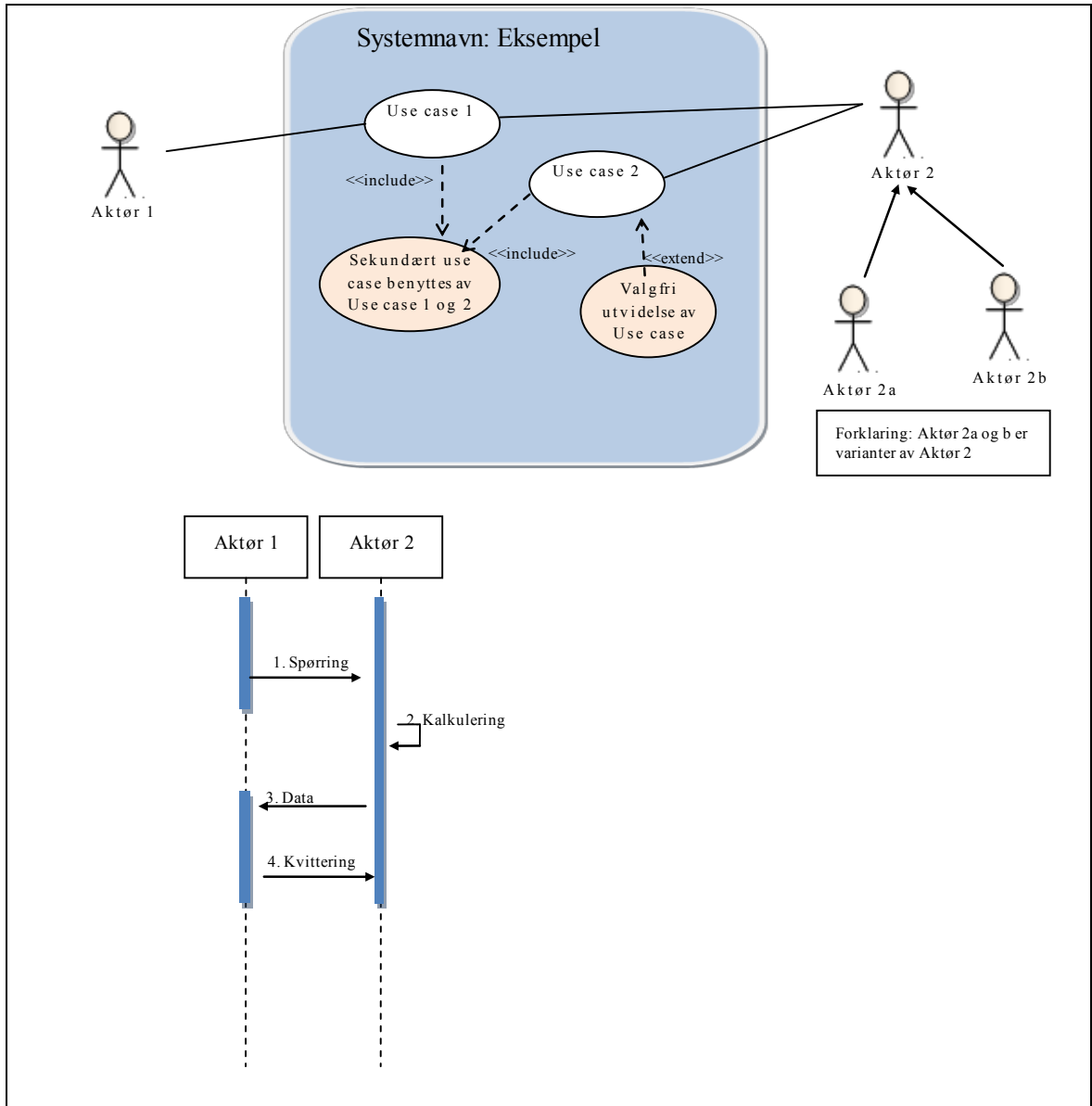
<i>Use case beskrivelse</i>
<i>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</i>
<i>Komplett beskrivelse</i>

### 1.5 Generelle kommentarer

<i>Eventuelle kommentarer</i>

## 2 Diagram – skisser av Use Caset

*Diagram – skisser av Use Caset det anbefales "kontekstdiagram" eller "sekvensdiagram" i UML*



### 3 Teknisk beskrivelse

#### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

<b>Aktører</b>			
<b>Gruppe</b>		<b>Gruppebeskrivelse</b>	
<b>Aktørnavn</b> Se egen liste	<b>Aktørtype</b> Se egen liste	<b>Aktørbeskrivelse</b> Se egen liste	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>

#### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<b>Use case forutsetninger</b>			
<b>Aktør/System/Informasjon/Kontrakt</b>	<b>Utløsende hendelse – hva trigger dette use case</b>	<b>Startbetingelser</b>	<b>Forutsetninger/antakelser</b>

#### 3.3 Referanser

<b>No.</b>	<b>Referansetype</b>	<b>Referansen</b>	<b>Status</b>	<b>Betydning for use case</b>	<b>Kilde</b>	<b>Link</b>

#### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use case

<b>Klassifiseringsinformasjon</b>
<b>Relasjon til andre use case</b>
<b>Nivå på use case</b>
<b>Prioritering</b>
<b>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</b>
<b>Perspektiv</b>
<b>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</b>

#### 4 Use caset steg for steg

##### 4.1 Oversikt over scenarier

Scenarie forutsetninger					
Nr.	Navn på scenariet	Primær aktør	Forutsetninger	Startbetingelser	Sluttbetingelser

##### 4.2 Steg for de ulike scenarier

Scenario							
Scenari o Navn :		Nr 1 - .....					
St eg Nr .	He nd- els e	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasj ons- skaper (aktør)	Informasj on- mottaker (aktør)	Informasj on som utveksles	Tekniksk e krav (R-ID)
1							

#### 5 Informasjon som utveksles

Informasjon som utveksles		
Informasjonsnavn (ID)	Beskrivelse	Datakrav

#### 6 Krav (opsjon)

Krav	
Kravkategori	Beskrivelse av kategori
Krav ID	Beskrivelse av krav

#### 7 Terminologi og definisjoner

Terminologi og definisjoner	
Term	Definisjon

#### 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

<i>Tilleggsinformasjon (opsjon)</i>		
<i>Nøkkel</i>	<i>Informasjon</i>	<i>Referanse til seksjon i templaten</i>

### **Vedlegg – Valgliste Domener**

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet

## **VEDLEGG C 2**

### **A Use case mal fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology -Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**



## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

<i>Identifikasjon av use case</i>		
<i>ID</i>	<i>Område/ Domene/Zone</i>	<i>Navn</i>
	Smart hus	Visualiser

### 1.2 Versjonshåndtering

<i>Versjonshåndtering</i>				
<i>Versjon</i>	<i>Dato</i>	<i>Navn på forfatter(e)</i>	<i>Endringer</i>	<i>Status</i> <i>Utkast, endelig versjon...</i>
1	4.3	Richard		
2	7.5	Richard		
3	1.6	Richard		

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

<i>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use case</i>	
<b>Hensikt</b>	Visualisere forholdene i huset for kunden
<b>Mål</b>	Informere kunden og bidra til at kunden kan tilpasse forbruket sitt for økt utnyttelse av lokal produksjon
<b>Relevante business case</b>	

### 1.4 Use case beskrivelse

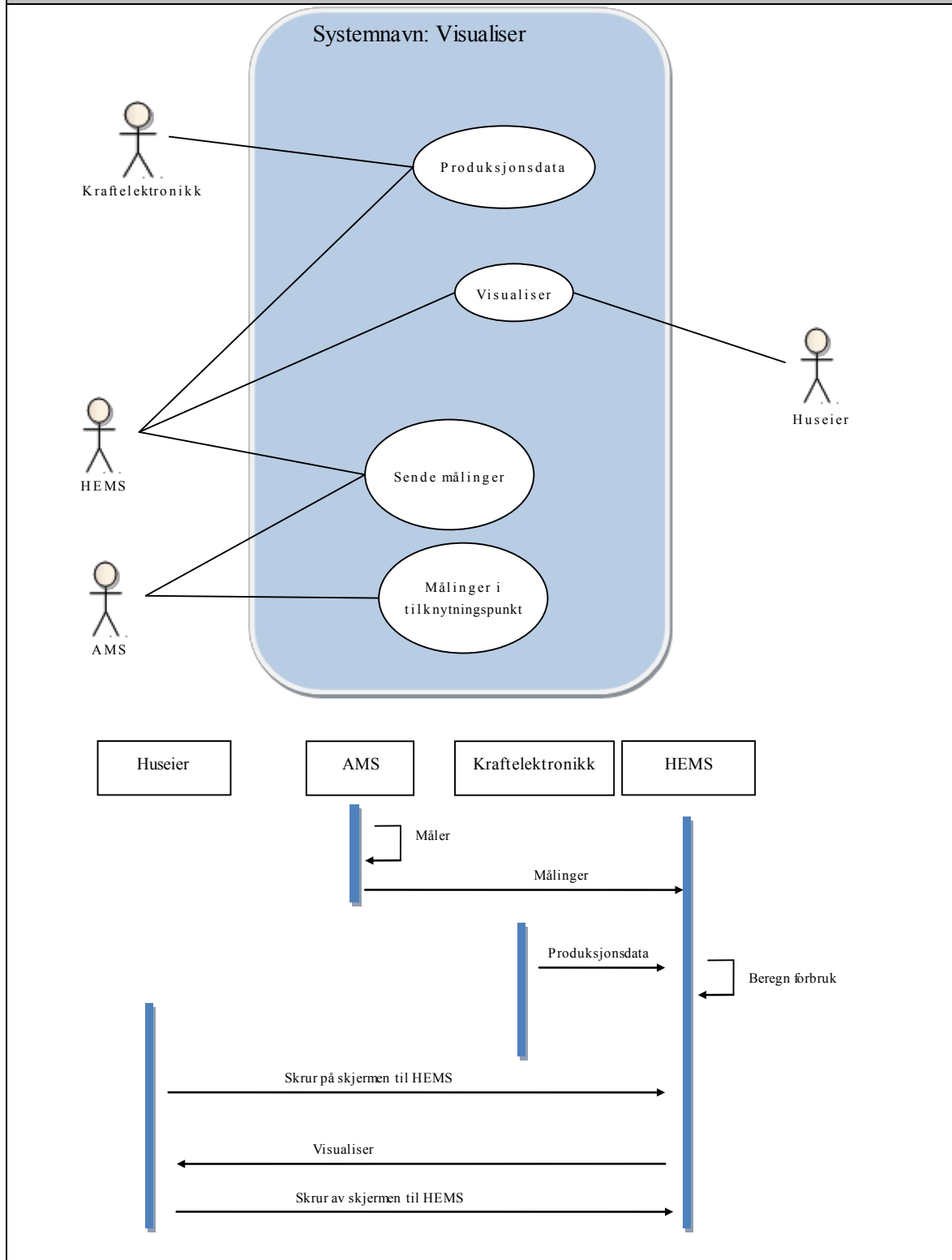
<i>Use case beskrivelse</i>
<b><i>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</i></b>
Informasjon om produksjon, innmatet effekt og forbruk kan visualiseres for kunden på en skjerm, for eksempel et nettbrett.
<b><i>Komplett beskrivelse</i></b>
Produksjonen fra solcelleanlegget og effekt i tilknytningspunktet kan måles og rapporteres, fra henholdsvis vekselretteren og avanserte måle- og styringssystemet, AMS. Forbruket til husstanden er gitt av differansen mellom importert effekt fra tilknytningspunkt og lokal produksjon. Basert på kontinuerlige målinger av effektproduksjon og import av effekt kan tre grafer visualiseres i samtid. Grafene illustrerer den kontinuerlige produksjon, importen og forbruket av effekt for huseieren.

### 1.5 Generelle kommentarer

<i>Eventuelle kommentarer</i>
Det er i kapittel 3.1 anvendt generelle aktørbeskrivelser så langt det har latt seg gjøre, og supplert med egne forklaringer.

## 2 Diagram – skisser av Use Caset

Diagram – skisser av Use Caset det anbefales “kontekstdiagram” eller “sekvensdiagram” i UML



### 3 Teknisk beskrivelse

#### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

<b>Aktører</b>			
<b>Gruppe</b>		<b>Gruppebeskrivelse</b>	
<b>Aktørnavn</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørtype</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørbeskrivelse</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>
HEMS (Home Energy Management System)	System	Kommunikasjons- og styringsenhet med innebygd gateway som medfører at det smarte huset kan kommunisere med husets elektriske installasjoner og systemer i andre domener	HEMS kan motta produksjons- og måledata,
AMS måler	System	Meter with additional functionalities one of which is data communication.	Antas å kunne måle effekt og sende dette til HEMS
Kraftelektronikk	System	Kraftelektronikken til solcelleanlegget kan motta og sende signaler til HEMS	
Huseier/kunde	Person	Huseieren i det smarte huset	

#### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<b>Use case forutsetninger</b>			
<b>Aktør/System/Informasjon/Kontrakt</b>	<b>Utløsende hendelse – hva trigger dette use case</b>	<b>Startbetingelser</b>	<b>Forutsetninger/antakelser</b>
Huseier	Når huseieren skruer på skjermen til HEMS vil visualisering av målte verdier starte	Skrur på skjermen	Skrur av skjermen

### 3.3 Referanser

No.	Referansetype	Referansen	Status	Betydning for use case	Kilde	Link

### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use case

<b><i>Klassifiseringsinformasjon</i></b>
<b><i>Relasjon til andre use case</i></b>
<b><i>Nivå på use case</i></b>
Høy nivå
<b><i>Prioritering</i></b>
Kjekt å ha
<b><i>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</i></b>
Generisk
<b><i>Perspektiv</i></b>
Teknisk
<b><i>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</i></b>
Visualisering av data

#### 4 Use caset steg for steg

##### 4.1 Oversikt over scenarier

Scenarie forutsetninger					
Nr.	Navn på scenariet	Primær aktør	Forutsetninger	Startbetingelser	Sluttbetingelser
1	Visualisering	Huseier	Det forutsettes at HEMS kan visualisere data på en skjerm, og at HEMS får data fra vekselretter og AMS	Huseier skruer på skjermen til HEMS	Huseier skruer av skjermen til HEMS

##### 4.2 Steg for de ulike scenarier

Scenario 1							
Scenari o Navn :		Nr 1 - Visualisering					
St eg Nr .	He nd-els e	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjo ns-skaper (aktør)	Informasjo ns-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekn iske krav (R-ID)
1	På	Huseieren skruer på skjermen til HEMS	EXECUTE	Huseier	HEMS	Huseieren skruer på skjermen til HEMS	
2	1	Måling	CREATE	AMS	AMS	Måler effektflyt	
3	2	Målinger	CHANGE	AMS	HEMS	Målt effektflyt i tilknytningspunkt	
4	1	Produksjonsdata	CHANGE	Kraftelektronikk	HEMS	Kraftelektronikken sender produksjonsdata	
5	2,3	Beregn forbruk	CHANGE	HEMS	HEMS	HEMS anvender produksjonsdata og data om effektflyt i tilknytningspunkt for å beregne forbruket.	
6	5	Visualiser	CHANGE	HEMS	Huseier	HEMS visualiserer endringen i produksjon, effektflyt og forbruk	
7	Av	Huseier skruer av skjermen til HEMS		Huseier	HEMS	Huseier skruer av skjermen til HEMS	

## 5 Informasjon som utveksles

<i>Informasjon som utveksles</i>		
<i>Informasjonsnavn (ID)</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Datakrav</i>

## 6 Krav (opsjon)

<i>Krav</i>	
<i>Kravkategori</i>	<i>Beskrivelse av kategori</i>
<i>Krav ID</i>	<i>Beskrivelse av krav</i>

## 7 Terminologi og definisjoner

<i>Terminologi og definisjoner</i>	
<i>Term</i>	<i>Definisjon</i>

## 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

<i>Tilleggsinformasjon (opsjon)</i>		
<i>Nøkkel</i>	<i>Informasjon</i>	<i>Referanse til seksjon i templaten</i>

## Vedlegg – Valgliste Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet

## **Vedlegg C 3**

### **A Use case mal fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology –Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**

## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

Identifikasjon av use case		
ID	Område/ Domene/Zone	Navn
	Smart hus	Visualiser morgendagens produksjon

### 1.2 Versjonshåndtering

Versjonshåndtering				
Versjon	Dato	Navn på forfatter(e)	Endringer	Status Utkast, endelig versjon...
1	4.3	Richard		
2	7.5	Richard		
3	1.6	Richard		

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use case	
<b>Hensikt</b>	Visualisere estimert produksjon og solstråling slik at kunden kan planlegge forbruk
<b>Mål</b>	Informere kunden om estimert produksjon
<b>Relevante business case</b>	

### 1.4 Use case beskrivelse

Use case beskrivelse
<b>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</b>
Visualisere morgendagens solstråling, og produksjon fra den lokale produksjonsenheten
<b>Komplett beskrivelse</b>
Visualisere morgendagens produksjon fra den lokale produksjonsenheten basert på solstrålingen. Solstrålingen kan baseres på maksimal solstråling, soloppgang og solnedgang som det antas at aktøren værmelding kan kommunisere til HEMS.
Formelen for å beregne solstrålingen over dagen, er hentet fra masteroppgaven og er gitt;
$I(t) = I_{max} \sin\left(\frac{\pi}{t_{ned} - t_{opp}}(t - t_{opp})\right) \quad (1.1)$
<ul style="list-style-type: none"><li>• <math>I(t)</math> = Solstråling som funksjon av t [W/m<sup>2</sup>]</li><li>• <math>I_{max}</math> = Maksimal solstråling [W/m<sup>2</sup>]</li><li>• <math>t_{opp}</math> = Soloppgang fra 00:00 [min]</li><li>• <math>t_{ned}</math> = Solnedgang fra 00:00 [min]</li><li>• <math>t</math> = tid fra 00:00 [min]</li></ul>
Produksjon fra solcelleanlegget kan estimeres basert på registrert anleggsdata i HEMS, og formelen for produksjon av aktive effekt omtalt i masteroppgaven;



$$P(t) = I_{max} \sin\left(\frac{\pi}{t_{ned} - t_{opp}}(t - t_{opp})\right) * A * n \cos(\delta_{optimal} - \delta_{reell}) \quad (1.2)$$

- $P(t)$  = Aktiv effekt som funksjon av tid fra 00:00 [W/min]
- $A$  = Totalt areal solcellemoduler [m<sup>2</sup>]
- $n$  = Systemvirkningsgrad [%]
- $I_{max}$  = Maksimal solstråling [W/m<sup>2</sup>]
- $t_{opp}$  = Soloppgang fra 00:00 [min]
- $t_{ned}$  = Solnedgang fra 00:00 [min]
- $t$  = tid fra 00:00 [min]
- $\delta_{optimal}$  = optimal helningsvinkel på stedet
- $\delta_{reell}$  = reell helningsvinkel på solcellemodulene

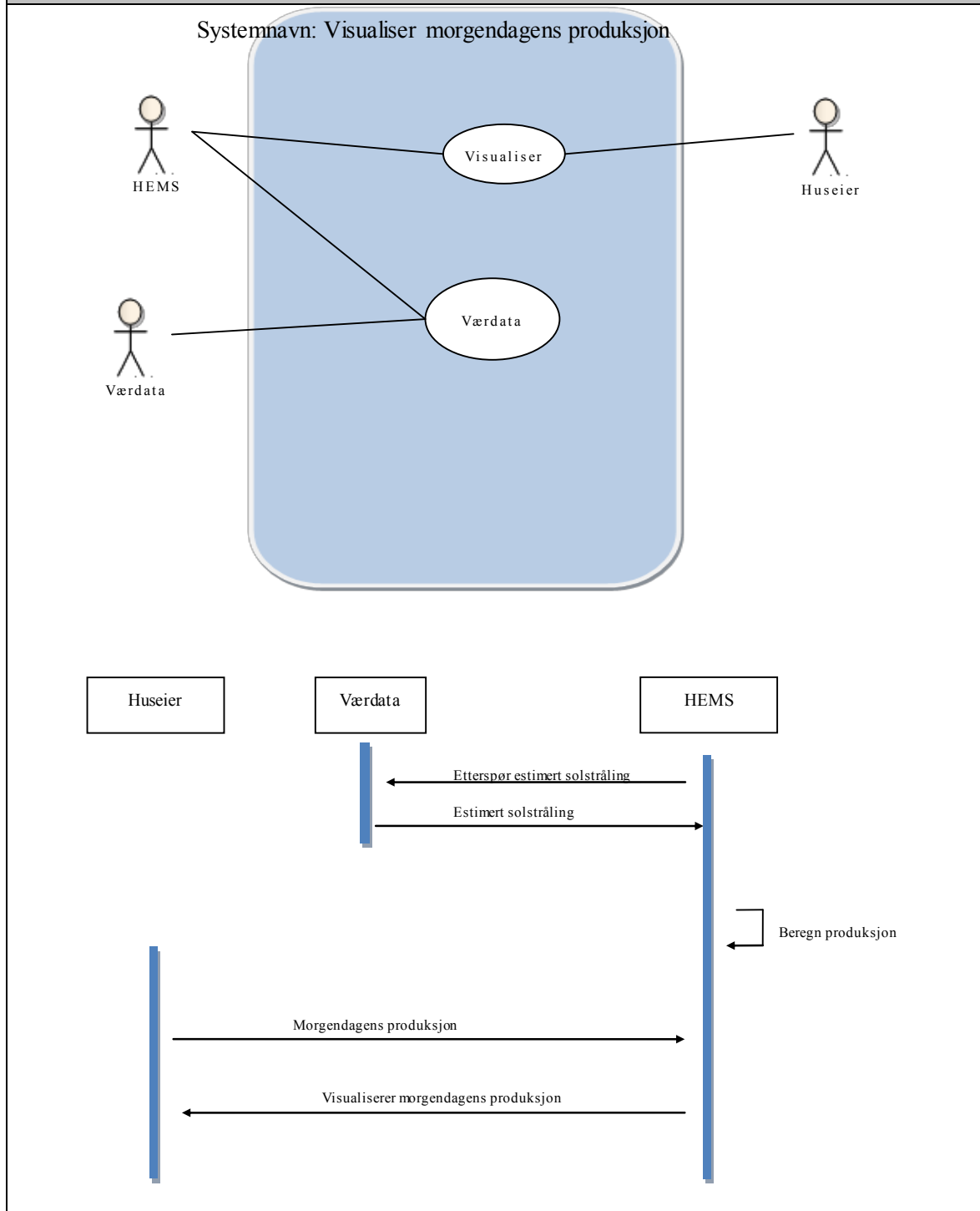
Basert på en visuell grafisk fremstilling av estimert solstråling og produksjon kan kunden søke å øke utnyttelsen av den lokale produksjonen.

### 1.5 Generelle kommentarer

*Eventuelle kommentarer*

## 2 Diagram – skisser av Use Caset

*Diagram – skisser av Use Caset det anbefales “kontekstdiagram” eller “sekvensdiagram” i UML*



## 3 Teknisk beskrivelse

### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

<b>Aktører</b>			
<b>Gruppe</b>		<b>Gruppebeskrivelse</b>	
<b>Aktørnavn</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørtype</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørbeskrivelse</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>
HEMS (Home Energy Management System)	System	Kommunikasjons- og styringsenhet med innebygd gateway som medfører at det smarte huset kan kommunisere med husets elektriske installasjoner og systemer i andre domener	HEMS kan visualisere solstråling basert på soloppgang, solnedgang og solstråling, og basert på registrert anleggsdata om solcelleanlegget, visualisere estimert produksjon
Huseier/kunde	Person	Huseieren i det smarte huset	
Værdata	System	Et system som inneholder værmeldingen for morgendagen	Systemet kan oppgi værdata, om soloppgang, nedgang og solstråling

### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<b>Use case forutsetninger</b>			
<b>Aktør/System/Informasjon/Kontrakt</b>	<b>Utløsende hendelse – hva trigger dette use case</b>	<b>Startbetingelser</b>	<b>Forutsetninger/antakelser</b>
Huseier	Huseieren etterspør estimert produksjon for morgendagen	Skrur på skjermen til HEMS	Det forutsettes at værdata kan formidles, og at HEMS har informasjon om anleggsdataen.

### 3.3 Referanser

<b>No.</b>	<b>Referansetype</b>	<b>Referansen</b>	<b>Status</b>	<b>Betydning for use case</b>	<b>Kilde</b>	<b>Link</b>

### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use case

<b>Klassifiseringsinformasjon</b>
<b>Relasjon til andre use case</b>
<b>Nivå på use case</b>
Høy nivå
<b>Prioritering</b>
Kjekt å ha
<b>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</b>
Generisk
<b>Perspektiv</b>

Teknisk
<b>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</b>
Visualisering av data

#### 4 Use caset steg for steg

##### 4.1 Oversikt over scenarier

<b>Scenarie forutsetninger</b>					
<b>Nr.</b>	<b>Navn på scenariet</b>	<b>Primær aktør</b>	<b>Forutsetninger</b>	<b>Startbetingelser</b>	<b>Sluttbetingelser</b>
1	Visualisering av morgendagens produksjon	Huseier/HEMS	Det forutsettes at HEMS kan visualisere data, og at HEMS får data fra værdata og har korrekt informasjon om produksjonsanlegget	Huseier etterspør morgendagens produksjon	Huseier får levert morgendagens produksjon

##### 4.2 Steg for de ulike scenarier

<b>Scenario 1</b>							
<b>Scenario Navn :</b>		1	<b>Nr 1 – Visualisering av morgendagens produksjon</b>				
<b>Steg Nr</b>	<b>Hendelse</b>	<b>Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet</b>	<b>Service</b>	<b>Informasjonskaper (aktør)</b>	<b>Informasjonsmottaker (aktør)</b>	<b>Informasjon som utveksles</b>	<b>Tekniske krav (R-ID)</b>
1	På	Morgendagens produksjon	GET	Huseier	HEMS	Huseieren etterspør visualisering av morgendagens produksjon	
2	1	Etterspør morgendagens solstråling	GET	HEMS	Værdata	Spørring om morgendagens værdata solstråling, soloppgang, nedgang.	
3	2	Estimert solstråling	REPORT	Værdata	HEMS	Værdata rapporterer tilbake værdata for morgendagen	
4	3	Beregn produksjon	EXECUTE	HEMS	HEMS	HEMS beregner morgendagens solstrålings- og produksjonskurve. Basert på formel 1,1 og 1,2 i komplett beskrivelse.	
5	4	Visualiser morgendagens produksjon	REPORT	HEMS	Huseier	HEMS visualiserer morgendagens produksjonskurve for huseier	

## 5 Informasjon som utveksles

<i>Informasjon som utveksles</i>		
<i>Informasjonsnavn (ID)</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Datakrav</i>

## 6 Krav (opsjon)

<i>Krav</i>	
<i>Kravkategori</i>	<i>Beskrivelse av kategori</i>
<i>Krav ID</i>	<i>Beskrivelse av krav</i>

## 7 Terminologi og definisjoner

<i>Terminologi og definisjoner</i>	
<i>Term</i>	<i>Definisjon</i>

## 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

<i>Tilleggsinformasjon (opsjon)</i>		
<i>Nøkkel</i>	<i>Informasjon</i>	<i>Referanse til seksjon i templaten</i>

## Vedlegg – Valgliste Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet

## **Vedlegg C 4**

### **A Use case mal fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology –Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**

## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

<i>Identifikasjon av use case</i>		
<i>ID</i>	<i>Område/Domene/Zone</i>	<i>Navn</i>
	Smart hus	Lokal Spenningsregulering

### 1.2 Versjonshåndtering

<i>Versjonshåndtering</i>				
<i>Versjon</i>	<i>Dato</i>	<i>Navn på forfatter(e)</i>	<i>Endringer</i>	<i>Status</i> <i>Utkast, endelig versjon...</i>
1	10.3	Richard Schytte		
2	15.4	Richard Schytte		
3	5.5	Richard Schytte		
4	14.5	Richard Schytte		
5	2.6	Richard		

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

<i>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</i>	
<b>Hensikt</b>	Opprettholde spenningsrestriksjoner ved integrasjon av lokal produksjon
<b>Mål</b>	Håndtere og bidra til regulering av spenningen i tilknytningspunkt/overføringsnett ved integrasjon av lokal produksjon, for å utnytte tilgjengelig kapasitet optimalt
<b>Relevante business case</b>	

### 1.4 Use case beskrivelse

<i>Use case beskrivelse</i>
<b><i>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</i></b> Ved tilknytning av lokal produksjon i distribusjonsnettet, kan det i perioder hvor produksjon er høyere forbruk, oppstå høye spenninger som følge av innmatet aktiv effekt. Regulering med reaktiv kompensering og aktiv effekt kan bidra til å opprettholde spenningsrestriksjoner definert av huseier, basert på forskrift om leveringskvalitet og Tekniske funksjonskrav – til tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter.
<b><i>Komplett beskrivelse</i></b> Ved integrasjon av lokal produksjon hos en sluttkunde kan spenningen lokalt øke, og eventuelt bryte spenningsrestriksjoner.  Spenningsrestriksjoner som må overholdes (Nominell spenning 230 V); <ul style="list-style-type: none"><li>• Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet har restriksjoner; 207 – 253 Volt i tilknytningspunkt</li><li>• Høringsnotatet "Tekniske funksjonskrav – til tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter" har restriksjoner; 214 – 247 volt i tilknytningspunkt når produksjonsenheten er i drift</li></ul> Det er huseieren som definerer spenningsrestriksjonene. Det kan defineres flere restriksjoner, som initiere ulike scenarier. Maksimal og minimal tillatt spenning er i det videre antatt å være 207 og 253 volt, altså +/-10 % av nominell spenning. Det stemmer også med restriksjonene for utkobling i høringsnotatet. Restriksjonene omtales mer i gjennomgangen, da det ikke er definert tallverdier for

restriksjonene i use case.

Use case anvender kompensering med reaktiv effekt og regulering av innmatet aktiv effekt som reguleringsmekanismer for å bidra til å stabilisere spenningen innenfor gitte restriksjoner. Use case har syv scenarioer, hvor det første scenarioet er grunnscenarioet. I dette scenarioet måles spenningsverdier i tilknytningspunktet ved hjelp av avansert måle- og styresystem (AMS), og i kommunikasjons- og styringsenheten (HEMS) sammenlignes spenningsmålingene med spenningsrestriksjonene som er definert av huseier og forhåndsbestemt maksimal og minimal spenning. Gitt at produksjonsenheten er i drift initierer HEMS ulike scenarier for å opprettholde spenningsrestriksjonene.

- Scenario 2; Initieres hvis spenningen i tilknytningspunkt overstiger restriksjonen for å oppdatere driftskurven til kraftelektronikken slik at det forbruket reaktiv effekt. Det vil bidra til reduksjon av spenningen. Driftskurve er tangens til vinkelen i vekselretteren.
- Scenario 3; Initieres hvis spenningen i tilknytningspunkt faller under restriksjonen for å oppdatere driftskurven til kraftelektronikken slik at det produseres reaktiv effekt. Det vil bidra til å øke spenningen. Driftskurve er tangens til vinkelen i vekselretteren.
- Scenario 4; Initieres hvis spenningen i tilknytningspunkt overstiger restriksjonen for reduksjon av innmatet effekt. Det vil si at innmatet effekt må reduseres som kan utføres ved å øke forbruket til oppvarming eller lade et batteri.
- Scenario 5; Initieres hvis spenningen i tilknytningspunkt faller under restriksjonen for økning av innmatet effekt. Det vil si at innmatet effekt må økes som kan utføres ved å redusere forbruket eller utlade et batteri.
- Scenario 6 og 7; Scenarioene omfatter utkobling av vekselretteren hvis øvre eller nedre spenningsrestriksjon for utkobling inntreffer i tilknytningspunkt.

### **1.5 Generelle kommentarer**

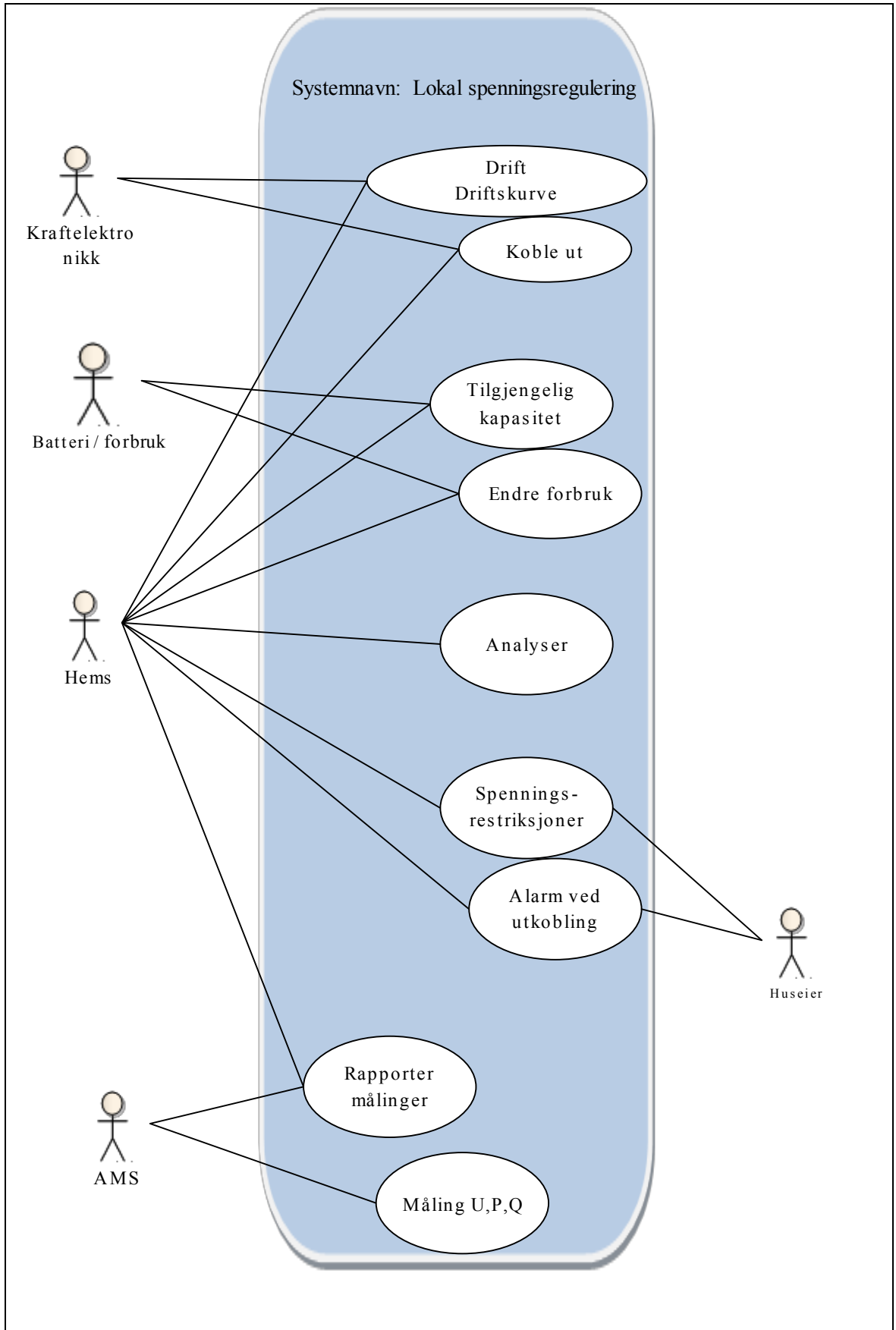
#### **Eventuelle kommentarer**

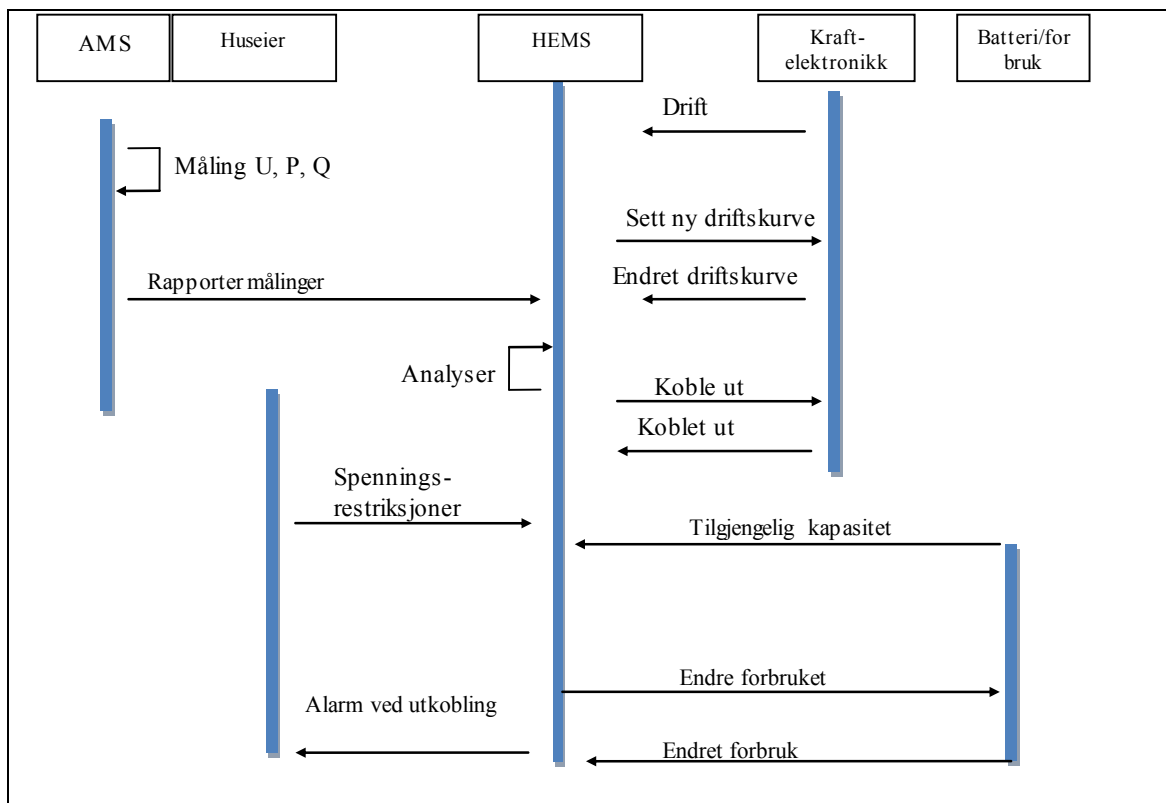
Use caset er gjeldene i perioder med lokal produksjon, og antar at det kan benyttes et batteri eller termisk forbruk. Det er ikke definert inn grenser for maksimalt forbruk/lagring i et batteri eller oppvarming

## **2 Diagram – skisser av Use Caset**

**Diagram – skisser av Use Caset det anbefales "contekst diagram" eller "sekvens diagram" i UML**







### 3 Teknisk beskrivelse

#### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

Aktører			
Gruppe		Gruppebeskrivelse	
<b>Aktørnavn</b> Se egen liste	<b>Aktørtyp</b> Se egen liste	<b>Aktørbeskrivelse</b> Se egen liste	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>
AMS måler	System	Meter with additional functionalities one of which is data communication.	Antas å kunne måle spenning, aktiv og reaktiv effekt og sende informasjon til HEMS
Home automation end device / Home energy Management system	System	Device providing additional functionalities enabling consumers to interact with their own environment.	HEMS kan kommunisere med elektriske apparater i hjemmet og sende styringssignaler
Kraftelektronikk	System	Vekselretteren til solcelleanlegget kan motta styringssignaler fra HEMS og regulere driftskurven og produksjonen.	
Huseier/kunde	Person	Mennesket som bor i huset	
Batteri / forbruk	System	Det antas at et økt forbruk til oppvarming og lagring i et batteri	

		sammen utgjør et fleksibilitetsledd som kan endre forbruket gitt signaler fra HEMS.	
--	--	---	--

### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<i>Use case forutsetninger</i>			
<i>Aktør/System/Informasjon/Kontrakt</i>	<i>Utløsende hendelse – hva trigger dette use case</i>	<i>Startbetingelser</i>	<i>Forutsetninger/antakelser</i>
HEMS	HEMS vil alltid få målinger fra AMS, dette use case starter når produksjons-enheten er i drift.  Scenarioene i use case starter hvis de definerte spenningsrestriksjonene brytes.	Produksjonsenheten er i drift	Det forutsettes at kommunikasjon mellom samtlige aktører er kontinuerlig, hvor AMS kan rapportere kontinuerlige spenningsmålinger til HEMS, at huseier har definert inn spenningsrestriksjoner og at HEMS kan sammenligne spenningsrestriksjoner med AMS målinger for å initiere scenarier.

### 3.3 Referanser

<i>No.</i>	<i>Referansetype</i>	<i>Referansen</i>	<i>Status</i>	<i>Betydning for use case</i>	<i>Kilde</i>	<i>Link</i>

### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use case

<i>Klassifiseringsinformasjon</i>
<i>Relasjon til andre use case</i>
<i>Nivå på use case</i>
Høy nivå
<i>Prioritering</i>
Utkobling er obligatorisk og regulering er frivillig
<i>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</i>
Generisk
<i>Perspektiv</i>
Teknisk
<i>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</i>
Lokal produksjon

## 4 Use caset steg for steg

### 4.1 Oversikt over scenarier

Scenarie forutsetninger					
Nr.	Navn på scenariet	Primær aktør	Forutsetninger Utløsende hendelse	Startbetingelser	Sluttbetingelser
1	Analyse	AMS/ HEMS	HEMS kan motta effekt og spenningsverdier fra AMS, og spenningsrestriksjoner er definert fra Huseier	Produksjon senheten er i drift	Produksjonsenheten er ikke i drift
2	Sett ny driftskurve øvre	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunktet er lik eller over spenningsrestriksjonen $V_{qopp}$	Produksjon senheten er i drift og spenningsrestriksjon er brutt	Ny driftskurve aktivert, forbruk av reaktiv effekt
3	Sett ny driftskurve nedre	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunktet er mindre eller lik spenningsrestriksjonen $V_{qned}$	Produksjon senheten er i drift og spenningsrestriksjon er brutt	Ny driftskurve aktivert, produksjon av reaktiv effekt
4	Endre forbruket opp (termisk og/eller batteri)	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunktet er lik eller over spenningsrestriksjonen $V_{lad}$	Produksjon senheten er i drift og forbruker reaktiv effekt og spenningsrestriksjon er brutt	Forbruket eller ladning av batteriet tilsvarer reduksjon i innmatet effekt slik at spenning holdes under $V_{lad}$ .
5	Endre forbruket ned (termisk og/eller batteri)	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunktet er mindre eller lik spenningsrestriksjonen $V_{ulad}$	Produksjon senheten er i drift og leverer reaktiv effekt og spenningsrestriksjon er brutt	Reduksjon i forbruket eller utladning av batteriet tilsvarer en økning i levert effekt til tilknytningspunkt slik at spenning holdes over $V_{ulad}$
6	Koble ut produksjonen øvre	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunktet er større eller lik $V_{max}$	Produksjon senheten er i drift	Enheten er koblet ut
7	Koble ut produksjonen nedre	AMS/ HEMS	Spenningen målt i tilknytningspunkt er mindre eller lik $V_{min}$	Produksjon senheten er i drift	Enheten er koblet ut

## 4.2 Steg for de ulike scenarier

Scenario 1							
Scenario Navn :	1	Nr 1 – Analyse					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Restriksjoner	Huseier definerer restriksjoner	REPORT	HUSEIER	HEMS	Huseieren definerer restriksjoner for spenningen; - for reaktiv kompensering, [Vqopp, Vpned] - for endring termisk /batteri [Vlad, Vulad]	
2	Måling U,P,Q	Måling i tilknytningspunkt	CREATE	AMS	AMS	Måling av spenning, aktiv og reaktiv effekt i tilknytningspunkt	
3	Rapporter målinger	Målte verdier for spenning og effekt	CHANGE	AMS	HEMS	Verdiene for spenning, aktiv og reaktiv effekt rapporteres	
4	Drift	Produksjonsenheten angir at den er i drift	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Kraftelektronikken melder at den er i drift, og hvilken driftskurve den opererer ved.	
5	Tilgjengelig kapasitet	batteriet/termiske forbruket angir tilgjengelig kapasitet	REPORT	Batteri / Forbruk	HEMS	tilgjengelig kapasitet for mulig håndtering regulering	
6	Analyse	Analyse	EXECUTE	HEMS	HEMS	Analyse om spenningen i tilknytningspunkt bryter noen definerte restriksjoner.	

Scenario 2							
Scenario Navn :	2	Nr 2 – Sett ny driftskurve øvre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Vqopp inntreffer og produksjonsenheten produserer	Sett ny driftskurve	CHANGE	HEMS	Kraftelektronikk	Aktiverer driftskurven; $\tan \theta = -0,3268$	
2	1	Endret driftskurve	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Aktivert driftskurve	

Scenario 3							
Scenario Navn :	3	Nr 3 – Sett ny driftskurve nedre					
S t e g  N r .	Hend-else	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper (aktør)	Informasjons-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Vqned inntreffer og produksjonsenheten produserer	Sett ny driftskurve	CHANGE	HEMS	Kraft-elektronikk	Aktiverer driftskurven; $\tan \theta = 0,3268$	
2	1	Endret driftskurve	REPORT	Kraft-elektronikk	HEMS	Aktivert driftskurve	

Scenario 4							
Scenario Navn :	4	Nr 4– Endre forbruket opp(termisk og/eller batteri)					
S t e g  N r .	Hend-else	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper (aktør)	Informasjons-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Vlad inntreffer, og produksjonsenheten produserer aktiv effekt og forbruker reaktiv effekt	Øke forbruk	CHANGE	HEMS	Batteri / Forbruk	I det Vlad inntreffer så økes forbruket/ladning slik at det ikke mates inn mer effekt i tilknytningspunkt enn den effekten som ble matet inn når Vlad inntreffer.  <b>Se simulering</b>	
2	1	Øket forbruk	REPORT	Batteri / Forbruk	HEMS	Det økte forbruket eller lagringen er aktivert	

Scenario 5							
Scenario Navn :	5	Nr 5– Endre forbruket ned(termisk og/eller batteri)					
S t e g  N r .	Hend-else	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper (aktør)	Informasjons-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)

1	Vulad inntreffer, og produksjonsenhet en produserer aktiv effekt og produserer reaktiv effekt	Reduser forbruk	CHANGE	HEMS	Batteri / Forbruk	I det Vulad inntreffer reduseres forbruket eller batteriet utlades slik at det mates inn effekt i tilknytningspunkt, tilsvarende effekten som behøves for å overholde spenningen Vulad.
2	1	Forbruk redusert	REPORT	Batteri / Forbruk	HEMS	Det reduserte forbruket eller utladningen er aktivert

### Scenario 6

Scenario Navn :		6 Nr 6– Koble ut produksjonen øvre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Vmax inntreffer, og produksjonsenheten er i drift	Koble ut	CHANGE	HEMS	kraftelektronikk	Koble ut produksjonen	
2	1	Koblet ut	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Produksjonen er koblet ut	
3	1	Alarm	REPORT	HEMS	HUSEIER	Produksjonen er koblet ut pga. høy spenning	

### Scenario 7

Scenario Navn :		7 Nr 7– Koble ut produksjonen nedre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Vmin inntreffer, og produksjonsenheten er i drift	Koble ut	CHANGE	HEMS	Kraftelektronikk	Koble ut produksjonen	
2	1	Koblet ut	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Produksjonen er koblet ut	
3	1	Alarm	REPORT	HEMS	HUSEIER	Produksjonen er koblet ut pga. lav spenning	

## 5 Informasjon som utveksles

<i>Informasjon som utveksles</i>		
<i>Informasjonsnavn (ID)</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Datakrav</i>

## 6 Krav (opsjon)

<i>Krav</i>	
<i>Kravkategori</i>	<i>Beskrivelse av kategori</i>
<i>Krav ID</i>	<i>Beskrivelse av krav</i>

## 7 Terminologi og definisjoner

<i>Terminologi og definisjoner</i>	
<i>Term</i>	<i>Definisjon</i>

## 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

<i>Tilleggsinformasjon (opsjon)</i>		
<i>Nøkkel</i>	<i>Informasjon</i>	<i>Referanse til seksjon i templatet</i>

## Vedlegg – Valgliste Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet



## **Vedlegg C 5**

### **A Use case mal fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology –Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**

## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

<i>Identifikasjon av use case</i>		
<i>ID</i>	<i>Område/Domene/Zone</i>	<i>Navn</i>
	Smart hus	Lokal frekvensregulering

### 1.2 Versjonshåndtering

<i>Versjonshåndtering</i>				
<i>Versjon</i>	<i>Dato</i>	<i>Navn på forfatter(e)</i>	<i>Endringer</i>	<i>Status</i> <i>Utkast, endelig versjon...</i>
1	10.2	Richard Schytte		
2	7.4	Richard		
3	8.5	Richard		
4	22.05	Richard		
5	2.6	Richard		

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

<i>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</i>	
<b>Hensikt</b>	Oppfylle de tekniske funksjonskravene for tilknytning av solcelleanlegg i Norge. Det er krav om reduksjon av effekt ved høy frekvens.
<b>Mål</b>	Redusere innmatet effekt til tilknytningspunkt ved høy frekvens
<b>Relevante business case</b>	

### 1.4 Use case beskrivelse

<i>Use case beskrivelse</i>
<b><i>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</i></b>
Basert på "Tekniske funksjonskrav – til tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter" skal alle nett-tilknyttet solcelleanlegg ha mulighet for reduksjon av produksjon ved høy frekvens. Det antas at formålet er å redusere innmatet effekt, og at et økt forbruk/lagring av produksjon i et smart hus har tilsvarende effekt som å redusere produksjonen.
<b><i>Komplett beskrivelse</i></b>
I perioder med høy frekvens kan redusert innmating av effekt bidra til en reduksjon i frekvensen. Dette ettersom frekvens er avhengig av forholdet mellom produksjon og forbruk. Bidraget fra et smart hus alene kan antas å ha liten eller ingen påvirkning på frekvensen, mens bidrag fra flere smarte hus kan samlet påvirke frekvensen. I de tekniske funksjonskrav er det angitt at produksjonen skal reduseres ved høy frekvens, hvor reduksjonen er avhengig av innmatet effekt i det tidspunktet restriksjonen for frekvensen brytes. Det er i det videre antatt at en reduksjon i innmating ved å øke forbruket eller lagre produksjon i det smarte huset har tilsvarende funksjon i et nettdriftsperspektiv som å redusere produksjonen. Det ettersom den innmatete effekten reduseres.  Use case består av fire scenarioer, hvor scenario 1 er grunnscenariet som alltid vil være gjeldene gitt at produksjonsenheten produserer. I scenariet måles frekvens og effekt i tilknytningspunktet. De målte verdiene rapporteres til kommunikasjons- og styringsenheten, HEMS. I HEMS sammenlignes frekvensmålingene med de definerte restriksjoner for frekvensen. Produksjonsenheten skal kobles

ut ved frekvens utenfor området 47,5 – 52 Hz, og innmatet effekt skal reduseres i frekvensområdet 50,2 – 50,5 Hz.

**Scenario 2** initieres av en målt frekvens på 50,2 Hz i tilknytningspunktet. Det vil medføre at HEMS kontinuerlig beregner en effektverdi for redusert innmating. Effektreduksjonen er basert på den målte effekten i tilknytningspunkt ved en frekvens på 50,2 Hz og gitt av formelen for effektreduksjonen basert på de norske retningslinjene for tilknytning; (se generelle kommentar)

$$\Delta P = 20P_{50,2 \text{ Hz}} \frac{50,2 - f}{50}$$

- $P_{50,2 \text{ Hz}}$  innmatet effekt ved 50,2 Hz
- $f$  er frekvensen som kontinuerlig måles med AMS
- $\Delta P$  er reduksjonen i innmatet effekt i forhold til  $P_{50,2 \text{ Hz}}$
- Formelen er gjeldende for;  $50,2 < f < 50,5$

Utregningen beregner da et økt effektforbruk eller lagring i det smarte huset, som bidrar til å redusere innmatet effekt.

**Scenario 3** aktiveres i et tilfelle hvor frekvensen måles til 52 Hz. Da kobles produksjonsenheten ut. Huseier varsles med en alarm

**Scenario 4** aktiviseres i et tilfelle hvor frekvensen måles til 57.5 Hz. Da kobles produksjonsenheten ut. Huseier varsles med en alarm

## 1.5 Generelle kommentarer

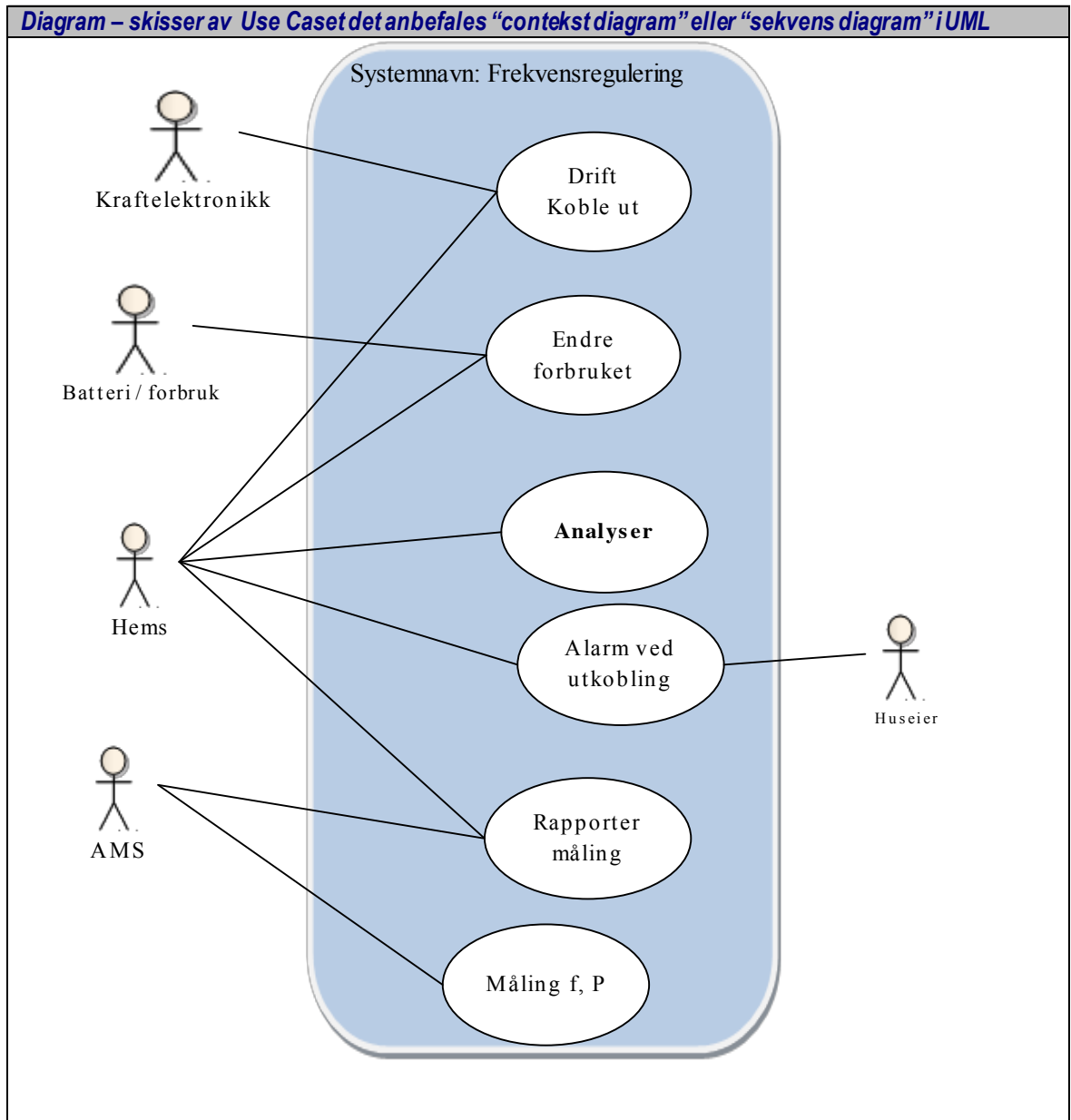
### Eventuelle kommentarer

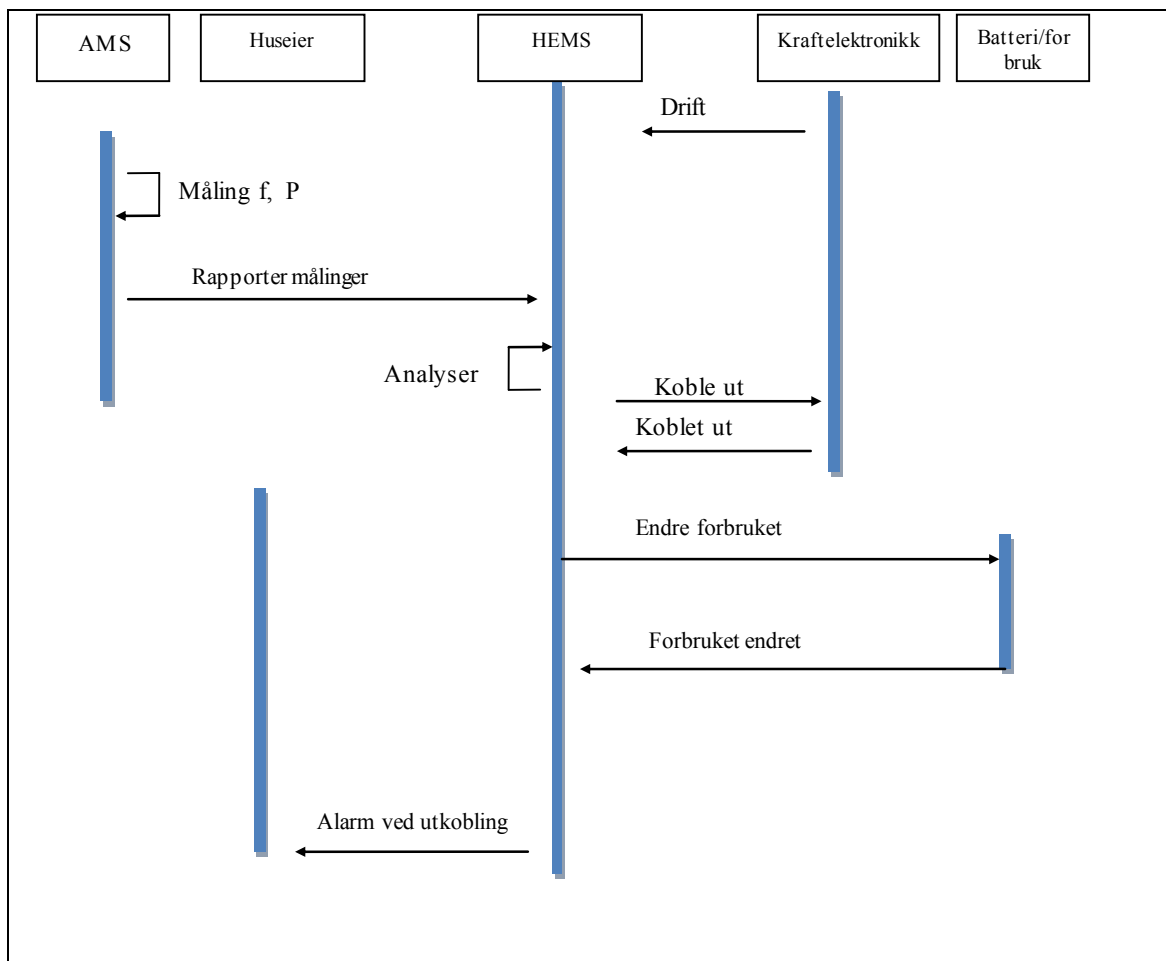
Use case er basert på de norske retningslinjene for tilknytning som avviker noe fra Network Codes og de tyske retningslinjene. Konseptene vil være tilsvarende for Network Codes og de tyske retningslinjene, men i de tyske retningslinjene er effektreduksjonen basert på effektproduksjon i motsetning til innmatet effekt slik de norske retningslinjene er. Det er i det videre ulike frekvensrestriksjoner for utkobling.

Formelen for reduksjon av effekt ved høy frekvens er hentet fra VDE-AR-N 4105:2011-08 – som omhandler tekniske minimumskrav for tilknytning av produksjonsenheter i lavspennings distribusjonsnett i Tyskland. Formelen er endret slik at effektreduksjonen er avhengig av innmatet effekt, som angitt i de norske retningslinjene for tilknytning.

Use case er gjeldene i perioder med lokal produksjon, og antar at det kan benyttes et økt forbruk til oppvarming eller lagring i et batteri. Det er ikke definert inn grenser for maksimalt forbruk fra et batteri eller termisk.

## 2 Diagram - skisser av Use Caset





### 3 Teknisk beskrivelse

#### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

Aktører			
Gruppe		Gruppebeskrivelse	
<b>Aktørnavn</b> Se egen liste	<b>Aktørtype</b> Se egen liste	<b>Aktørbeskrivelse</b> Se egen liste	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>
AMS måler	System	Meter with additional functionalities one of which is data communication.	Det antas at AMS kan måle frekvens og aktiv effekt i tilknytningspunktet kontinuerlig og rapportere til HEMS
Home automation end device / Home energy Management system	System	Device providing additional functionalities enabling consumers to interact with their own environment.	HEMS kan kommunisere med elektriske apparater i hjemmet og sende styringssignaler
Kraftelektronikk	System	Kraftelektronikken til	

		solcelleanlegget kan motta styringssignaler og kommunisere med HEMS	
Huseier/kunde	Person	Mennesket som bor i huset	
Batteri / forbruk	System	Det antas at et økt forbruk til oppvarming og lagring i et batteri sammen utgjør et fleksibilitetsledd som kan øke forbruket gitt signaler fra HEMS.	

### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<i>Use case forutsetninger</i>			
<i>Aktør/System/ Informasjon/Kontrakt</i>	<i>Utløsende hendelse – hva trigger dette use caset</i>	<i>Startbetingelser</i>	<i>Forutsetninger/antakelser</i>
HEMS	HEMS vil alltid få målinger fra AMS, dette use case starter når produksjonsenheten er i drift.  Scenarioene i use caset starter hvis de definerte frekvensrestriksjonene brytes	Produksjonsenheten i drift	Det forutsettes at kommunikasjon mellom samtlige aktører er kontinuerlig, hvor AMS kan rapportere frekvens- og produksjonsdata til HEMS, og at HEMS kan sammenligne frekvensrestriksjoner med AMS målinger for å iverksette tiltak aktuelle tiltak

### 3.3 Referanser

<i>No.</i>	<i>Referansetype</i>	<i>Referansen</i>	<i>Status</i>	<i>Betydning for use caset</i>	<i>Kilde</i>	<i>Link</i>

### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use caset

<i>Klassifiseringsinformasjon</i>
<i>Relasjon til andre use case</i>
<i>Nivå på use caset</i>
Høy nivå
<i>Prioritering</i>
Obligatorisk
<i>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</i>
Generisk
<i>Perspektiv</i>
Teknisk
<i>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</i>
Frekvens, regulering

## 4 Use caset steg for steg

### 4.1 Oversikt over scenarier

Scenarie forutsetninger					
Nr.	Navn på scenariet	Primær aktør	Forutsetninger/utløsende hendelse	Startbetingelser	Sluttbetingelser
1	Analyse	AMS/HEMS	HEMS kan motta kontinuerlige målinger fra AMS, angående effekt og frekvens, og restriksjoner fra Huseier.	Produksjonsenheten er i drift	Utkoblet produksjon
2	endre forbruket/lagre	AMS/HEMS	Frekvensen målt i tilknytningspunkt er lik eller over 50,2 Hz	Produksjonsenheten er i drift og $f = 50,2$	$f = 50,2$
3	Koble ut, høy frekvens	AMS/HEMS	Frekvensen målt 52 Hz	Produksjonsenheten er i drift og $f = 52$	Utkoblet produksjon
4	Koble ut, lav frekvens	AMS/HEMS	Frekvensen målt 47,5 Hz	Produksjonsenheten er i drift og $f = 47,5$	Utkoblet produksjon

### 4.2 Steg for de ulike scenarier

Scenario 1							
Scenario Navn :		1	Nr 1 – Analyse				
Steg	Hendelse	Beskrivelse av Proses/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Drift	Produksjonsenheten angir at den er i drift	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Kraftelektronikk melder ifra til HEMS at den er i drift	
2	Måling	Målte verdier for frekvens og effekt	CHANGE	AMS	AMS	De kontinuerlige verdiene for frekvens og aktiv effekt i tilknytningspunktet	
3	Rapport måling	Rapporter måling	REPORT	AMS	HEMS	De kontinuerlige verdiene for frekvens og aktiv effekt i tilknytningspunktet	
4	Analyse	Analyse	EXECUTE	HEMS	HEMS	Analyse av målte verdier og undersøker om restriksjoner er brutt.	

Scenario 2							
Scenario Navn :	2	Nr 2 – endre forbruket/lagre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons- skaper (aktør)	Informasjons- mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Restriksjon for effektregulering er brutt	Analyser	EXECUTE	HEMS	HEMS	Produksjonsenheten er i drift, og restriksjonen for regulering av et økt forbruk eller lagring er brutt. HEMS har registrert innmatet effekt i det tidspunktet frekvensen oversteg restriksjonen på 50,2 Hz. Og regner kontinuerlig ut et endret forbruk/lagring for å redusere innmatet effekt basert på kravet omtalt i "komplett beskrivelse"	
2	1	endre forbruk/lagring	CHANGE	HEMS	Batteri / Forbruk	endre forbruket/lagring tilsvarende utregnet i steg nr.1. Dette vil være en kontinuerlig endring da frekvensen vil endre seg.	
3	2	Forbruket er økt	CHANGE	Batteri / Forbruk	HEMS	Forbruket er endret	

Scenario 3							
Scenario Navn :	3	Nr 3 – Koble ut, høy frekvens					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons- skaper (aktør)	Informasjons- mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Restriksjonen for høy frekvens blir brutt	Koble ut	EXECUTE	HEMS	Kraftelektronikk	Utkobling som følge av høy frekvens, 52 Hz.	
2	1	Koblet ut	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Vekselretteren er koblet ut	
3	1	Alarm ved utkobling	REPORT	HEMS	HUSEIER	Vekselretteren er koblet ut pga høy frekvens	



Scenario 4							
Scenario Navn :	4	Nr 4 – Koble ut, lav frekvens					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Restriksjonen for lav frekvens blir brutt	Koble ut	EXECUTE	HEMS	Kraftelektronikk	Utkobling som følge av lav frekvens, 47,5 Hz	
2	1	Koblet ut	REPORT	Kraftelektronikk	HEMS	Vekselretteren er koblet ut	
3	1	Alarm ved utkobling	REPORT	HEMS	HUSEIER	Vekselretteren er koblet ut pga lav frekvens	

#### 5 Informasjon som utveksles

Informasjon som utveksles		
Informasjonsnavn (ID)	Beskrivelse	Datakrav

#### 6 Krav (opsjon)

Krav	
Kravkategori	Beskrivelse av kategori
Krav ID	Beskrivelse av krav

#### 7 Terminologi og definisjoner

Terminologi og definisjoner	
Term	Definisjon

#### 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

Tilleggsinformasjon (opsjon)		
Nøkkel	Informasjon	Referanse til seksjon i templatene

#### Vedlegg – Valgliste Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet

## **Vedlegg C 6**

### **A Use case mål fra IEC 62559-2 (Oversatt)**

**Use case methodology –Part 2: Definition of the templates for use cases, actor list and requirements list**

## 1 Beskrivelse av Use Case

### 1.1 Navn på Use Case

<i>Identifikasjon av use case</i>		
<i>ID</i>	<i>Område/Domene/Zone</i>	<i>Navn</i>
	Mikronett, Smart hus	Mikronett Spenningsregulering

### 1.2 Versjonshåndtering

<i>Versjonshåndtering</i>				
<i>Versjon</i>	<i>Dato</i>	<i>Navn på forfatter(e)</i>	<i>Endringer</i>	<i>Status</i> <i>Utkast, endelig versjon...</i>
1	15.3	Richard Schytte		
2	5.4	Richard Schytte		
3	10.5	Richard Schytte		
4	3.06	Richard		

### 1.3 Use casets mål, hensikt, anvendelse

<i>Beskrivelse av mål og hensikt med funksjonaliteten til use caset</i>	
<b>Hensikt</b>	Overholde spenningsrestriksjoner ved tilknytning av lokal produksjon
<b>Mål</b>	Håndtere og bidra til regulering av spenningen i overføringsnett ved integrasjon av lokal produksjon, for å utnytte tilgjengelig kapasitet optimalt
<b>Relevante business case</b>	

### 1.4 Use case beskrivelse

<i>Use case beskrivelse</i>
<b><i>Kort beskrivelse – maks 3 setninger</i></b> Integrasjon av flere smarte hus med lokal produksjon i distribusjonsnettet kan medføre høy spenning for enkelte slutt kunder, og særlig i enden av radialen. Anvendelse av et nettstasjonsbasert kontrollsystem, "Nettstasjon DMS", kan bidra til regulering av spenningsnivået i radialen slik at spenningsrestriksjoner, i henhold til Forskrift om Leveringskvalitet og Tekniske funksjonskrav – til tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter, opprettholdes. Spenningsregulering kan på den måten bidra til effektiv integrasjon av produksjonsenheter, i smarte hus, i overføringsnettet og maksimere utnyttelsen av tilgjengelig nett slik at en reinvestering kan utsettes.
<b><i>Komplett beskrivelse</i></b> Ved integrasjon av lokal produksjon hos flere slutt kunder kan spenningen i radialen øke, og eventuelt bryte spenningsrestriksjoner.  Spenningsrestriksjoner som må overholdes (nominell spenning 230 Volt) <ul style="list-style-type: none"><li>• Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet har restriksjoner; 207 – 253 Volt i tilknytningspunkt</li><li>• Høringsnotatet "Tekniske funksjonskrav – til tilknytnings- og nettleieavtale for lavspente PV-enheter" har restriksjoner; 214 – 247 Volt i tilknytningspunkt når produksjonsenheten er i drift.</li></ul>

Mikronett spenningsregulering anvender et nettstasjonsbasert kontrollsystem for å regulere spenningen i radialen. Kontrollsystemet (Nettstasjon DMS) anvender kommunikasjon med de smarte husene og trinnstyringen i nettstasjonen for å regulere spenningen i radialen. De smarte husene kan rapportere målte spenningsverdier og motta styringssignaler angående kompensering med reaktiv effekt og innmatet aktiv effekt. Trinnstyringen i nettstasjonen kan regulere spenningen i nettstasjonen, og derav i radialen.

Dette use case er en videreføring av use case " lokal spenningsregulering" hvor aktøren "huseier" definerte spenningsrestriksjoner. Ved integrasjon av flere tilsvarende smarte hus i distribusjonsnettene kan spenningsrestriksjoner for de respektive smarte husene etableres på nettstasjonsnivå baserte på målte spenninger i radialen. Nettstasjonen kan da sende settpunkt til husene med restriksjoner for spenning. I det videre anvendes "1:n" som betyr at det er "n" tilsvarende aktører, hvor nummer 1 av hver aktør hører sammen, nummer 2 hører sammen etc. Det er antatt i det følgende at spenningen er høyest og lavest i smart hus n, basert på at samtlige hus forbruk/innmater lik effekt i radialen. Av den grunn er restriksjonene, med utløsende hendelser for scenarier, definert basert på spenningen i smart hus n.

Use case har 9 scenarier, hvor det det første scenariet er grunnscenariet. I dette scenarioet måles spenningsverdier i de smarte husene og i nettstasjonen ved hjelp av avanserte måle- og styringssystem (AMS), spenningsverdiene rapporteres til Nettstasjons DMS. Det rapporteres også tilgjengelig kapasitet fra de smarte husene, trinnkobling i nettstasjonen og at produksjonsenhetene er i drift og hvilke driftskurve som er aktivert. Tilgjengelig kapasitet i de smarte husene vil si mulig reduksjon eller økning i forbruk/lagring. I nettstasjons DMS analyseres spenningene opp mot definerte restriksjoner for de ulike scenarioene, altså ulike tiltak for å opprettholde stabil spenning.

- Scenario 2; Initieres hvis spenningen i smart hus n overstiger restriksjonen for å oppdatere driftskurven til kraftelektronikken slik at det forbrukes reaktiv effekt. Det vil bidra til reduksjon av spenningen. Driftskurve er tangens til vinkelen i vekselretteren.
- Scenario 3; Initieres hvis spenningen i smart hus n faller under restriksjonen for å oppdatere driftskurven til kraftelektronikken slik at det produseres reaktiv effekt. Det vil bidra til å øke spenningen. Driftskurve er tangens til vinkelen i vekselretteren.
- Scenario 4; Initieres hvis spenningen i smart hus n overstiger restriksjonen for trinnkobling. Scenarioet skal bidra til å holde spenningen i smart hus n, altså det ytterste, innenfor spenningsrestriksjonen ved å redusere matespenningen.
- Scenario 5; Initieres hvis spenningen i smart hus n faller under restriksjonen for trinnkobling. Scenarioet skal bidra til å holde spenningen i smart hus n, altså det ytterste, innenfor spenningsrestriksjonen ved å øke matespenningen.
- Scenario 6; Initieres hvis spenningen i smart hus n overstiger restriksjonen for reduksjon av innmatet effekt. Det vil si at de smarte husene får signal om reduksjon av innmatet effekt, slik at spenningsrestriksjonene i smart hus n opprettholdes. Reduksjonen kan tilsvare økt forbruk eller ladning av et batteri.
- Scenario 7; Initieres hvis spenningen i smart hus n faller under restriksjonen for økning av innmatet effekt. Det vil si at de smarte husene får signal om å øke innmatet effekt, slik at spenningsrestriksjonene i smart hus n opprettholdes. Økning kan tilsvare redusert forbruk eller utladning av et batteri.
- Scenario 8 og 9; Scenarioene omfatter utkobling av vekselretteren hvis øvre eller nedre spenningsrestriksjon for utkobling inntreffer i tilknytningspunkt.

## 1.5 Generelle kommentarer

### *Eventuelle kommentarer*

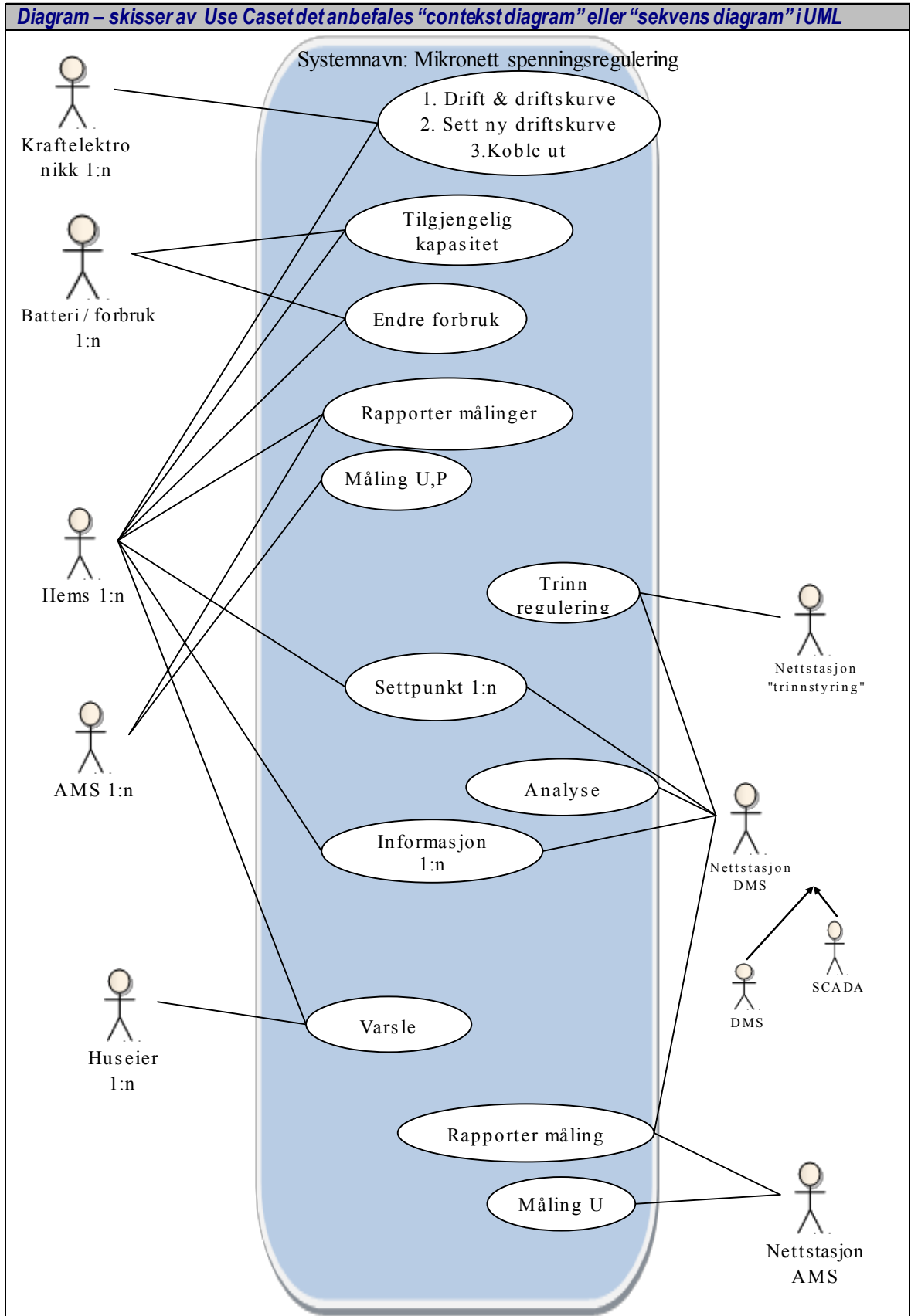
Det er antatt at alle "smarte husene" – HEMS – operer likt. Det vil si at driftskurven er lik og produksjonsenheten er enten i drift eller ikke i drift hos alle. Use case er gjeldene i perioder med lokal produksjon, og antar at det kan benyttes et batteri eller termisk forbruk for å regulere innmatete effekt. Det er ikke definert grenser for maksimalt forbruk for et batteri eller termisk.

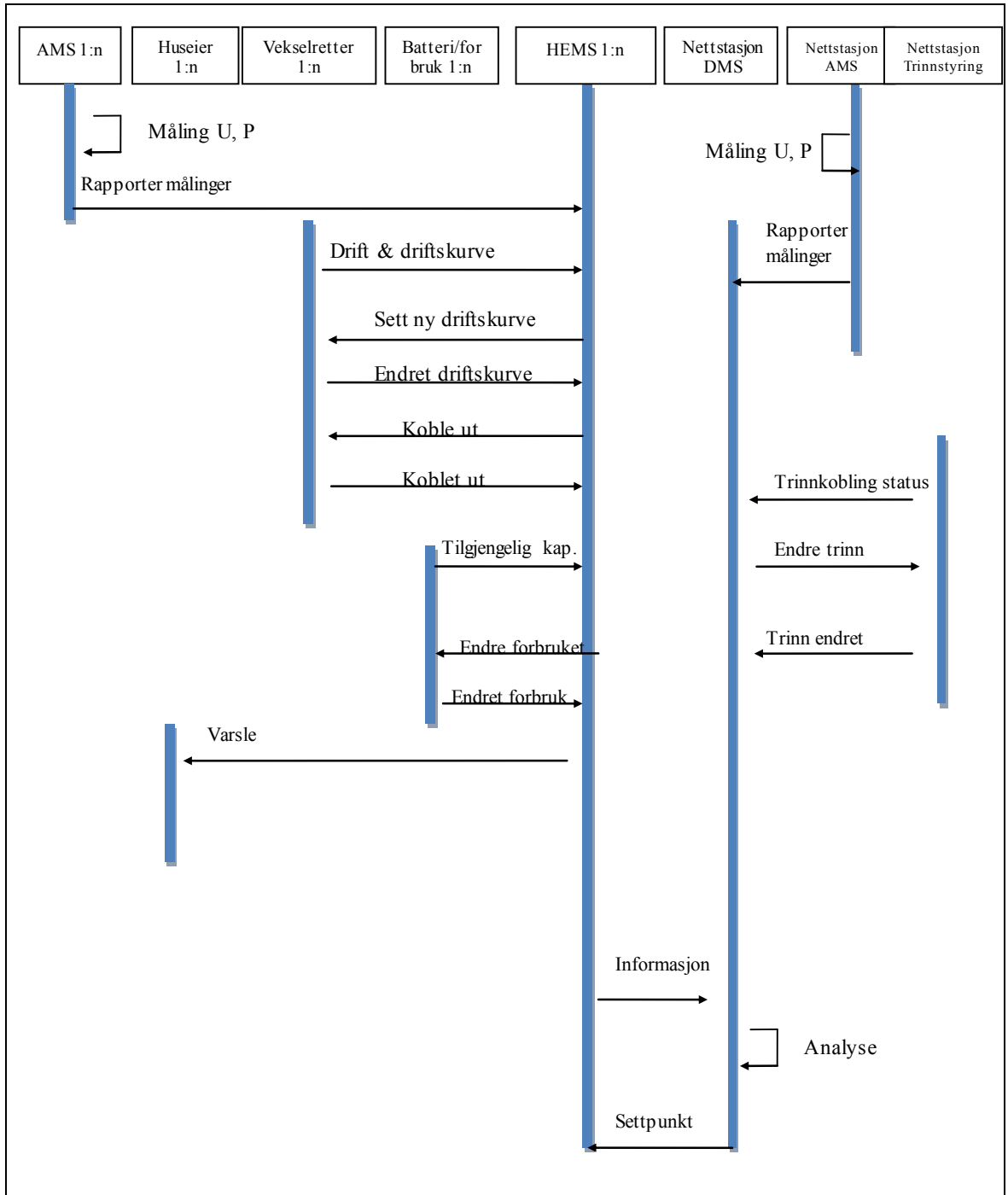
Driftskurve vil si tangens til vinkelen i vekselretteren;  $\tan(\arccos(\text{effektfaktor})) = \tan(\text{vinkel})$

Scenariene for trinnkobling og regulering av aktiv effekt er ikke kombinert i dette use case.

Det er angitt verdier for spenningsrestriksjonene, for illustrering. Andre verdien kan brukes.

## 2 Diagram - skisser av Use Caset





### 3 Teknisk beskrivelse

#### 3.1 Aktører: Mennesker, systemer, applikasjoner, databaser, anlegg, komponenter, utstyr og andre interessenter

<b>Aktører</b>			
<b>Gruppe</b>		<b>Gruppebeskrivelse</b>	
<b>Aktørnavn</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørtype</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Aktørbeskrivelse</b> <i>Se egen liste</i>	<b>Tilleggsinformasjon for dette spesifikke use case</b>
Nettstasjon DMS	System	Nettstasjonsbasert Distribution Management System	En lokal autonom versjon av DMS i nettstasjon for å bidra til lokal spenningsregulering
Nettstasjon trinnstyring	System		Trinnregulator i nettstasjonen, som kan regulerer trinnkoblingen i nettstasjonen og derav spenningen. Antas at denne kan reguleres raskt.
DMS	System	Distribution Management System	
SCADA	System	Supervisory Control And Data Acquisition	
AMS	System	Meter with additional functionalities one of which is data communication.	Antas å kunne måle spenning, aktiv og reaktiv effekt og kunne kommunisere denne til HEMS og Nettstasjon DMS
Home automation end device / Home energy Management system	System	Device providing additional functionalities enabling consumers to interact with their own environment.	HEMS kan kommunisere med elektriske apparater i hjemmet og nettstasjons DMS. Kan sende måleverdier, motta og sende styringssignaler.
Kraftelektronikk	System	Kraftelektronikken til solcelleanlegget kan motta styringssignaler fra HEMS og regulere driftskurven	
Huseier/kunde	Person	Mennesket som bor i huset	
Batteri / Forbruk	System	Det antas at et økt forbruk til oppvarming og lagring i et batteri sammen utgjør et fleksibilitetsledd som kan endre forbruket gitt signaler fra HEMS.	



### 3.2 Forutsetninger, antakelser, hendelser

<i>Use case forutsetninger</i>			
<i>Aktør/System/Informasjon/Kontrakt</i>	<i>Utløsende hendelse – hva trigger dette use caset</i>	<i>Startbetingelser</i>	<i>Forutsetninger/antakelser</i>
Nettstasjons DMS	Nettstasjons DMS vil alltid få målinger fra AMS i nettstasjon, men use case med spenningsregulering trer i kraft da HEMS rapporterer at produksjonsenheter er i drift.  Scenarioene i use case starter hvis restriksjoner for spenningen brytes	Produksjonsenheter i drift og kommunikasjon med HEMS 1:n	Det forutsettes at Nettstasjons DMS har kommunikasjon med samtlige HEMS, og mulighet til å sende oppdaterte driftskurve og regulering av aktiv effekt signaler basert på kontinuerlig målte spenningsverdier fra AMS i nettstasjon og AMS 1:n.
HEMS	Et HEMS vil alltid få målinger fra AMS, dette use case starter når produksjonsenheten er i drift.	Produksjonsenheten i drift	Det forutsettes at kommunikasjon mellom samtlige aktører, hvor AMS kan rapportere spenningsmålinger til HEMS. HEMS kan iverksette tiltak som driftskurve og utkobling i vekselretter, og endre forbruket/lagringen i husstanden for å opprettholde spenningsrestriksjonene.

### 3.3 Referanser

<i>No.</i>	<i>Referansetype</i>	<i>Referansen</i>	<i>Status</i>	<i>Betydning for use caset</i>	<i>Kilde</i>	<i>Link</i>

### 3.4 Tilleggsinformasjon for klassifisering/mapping av use caset

<i>Klassifiseringsinformasjon</i>
<i>Relasjon til andre use case</i>
Lokal spenningsregulering
<i>Nivå på use caset</i>
Høy nivå
<i>Prioritering</i>
Utkobling er obligatorisk og regulering er frivillig
<i>Generisk, regionalt eller nasjonalt use case?</i>
Generisk
<i>Perspektiv</i>
Teknisk
<i>Øvrige stikkord relevant for klassifisering</i>
Lokal produksjon, mikro nett

#### 4 Use caset steg for steg

##### 4.1 Oversikt over scenarier

Scenario forutsetninger					
Nr.	Navn på scenariet	Primær aktør	Forutsetninger Utløsende hendelse	Startbetingelser	Sluttbetingelser
1	Analyse	Nettstasjons DMS	Nettstasjons DMS har info om spenningen og effektflyten i nettstasjonen, og får oppdaterte spenningsmålinger fra HEMS 1:n	Produksjonsenheter er i drift og nettstasjons DMS får informasjon fra HEMS 1:n	Produksjonsenhetene er ikke i drift
2	Sett ny driftskurve øvre	Nettstasjons DMS	Spenningen målt hos smart hus nummer n, altså ytterst på radialen, er lik eller over $U_n + 1\%$	Produksjonsenhetene er i drift og spenningsrestriksjon for reaktiv komp. er brutt	Ny driftskurve aktivert, forbruk av reaktiv effekt
3	Sett ny driftskurve nedre	Nettstasjons DMS	Spenningen målt hos smart hus n, altså ytterst på radialen, er mindre eller lik $U_n - 1\%$ .	Produksjonsenheten er i drift og spenningsrestriksjon for reaktiv komp. er brutt	Ny driftskurve aktivert, produksjon av reaktiv effekt
4	Trinnregulering øvre	Nettstasjon DMS	Spenningen målt hos smart hus n, altså ytterst på radialen, ønskes å holdes innenfor $U_n + 7\%$ , en høyere spenning vil aktivere trinnkobling for å redusere spenningen i nettstasjon	Produksjonsenheten er i drift og forbruker reaktiv effekt og spenningsrestriksjon for trinnstyring er brutt	Trinnkoblingen holder spenningen innenfor
5	Trinnregulering nedre	Nettstasjon DMS	Spenningen målt hos smart hus n, altså ytterst på radialen, ønskes å holdes over $U_n - 7\%$ , en lavere spenning vil aktivere trinnkobling for å øke spenningen i nettstasjon	Produksjonsenheten er i drift og produserer reaktiv effekt og spenningsrestriksjon for trinnstyring er brutt	Trinnkoblingen holder spenningen innenfor
6	Endre forbruket opp (termisk og/eller batteri)	Nettstasjon DMS	Spenningen målt hos smart hus n, altså ytterst på radialen, ønskes å holdes under $U_n + 7\%$ , en høyere spenning vil aktivere "reduisert innmatet effekt" fra smarte hus, som betyr økt forbruk eller lagring.	Produksjonsenheten er i drift og forbruker reaktiv effekt og spenningsrestriksjon for økt forbruk/ladning er brutt	Forbruket eller ladning av batteriet tilsvarer reduksjon i innmatet effekt slik at spenning holdes under restriksjonen
7	Endre forbruket ned (termisk og/eller batteri)	Nettstasjon DMS	Spenningen målt hos smart hus n, altså ytterst på radialen, ønskes å holdes innenfor $U_n - 7\%$ , en lavere spenning vil aktivere "økt innmatet effekt" fra smarte hus, som betyr redusert forbruk eller utladning.	Produksjonsenheten er i drift og leverer reaktiv effekt og spenningsrestriksjon for redusert forbruk/utladning er brutt	Reduksjon i forbruket eller utladning av batteriet tilsvarer en økning i levert effekt til tilknytningspunkt slik at spenning holdes over restriksjonen

8	Koble ut vekselretter øvre	HEMS 1:n	Spenningen målt i det enkelte smart hus er over spenningsrestriksjon	Produksjonsenheter er i drift	Enheten er koblet ut
9	Koble ut vekselretter nedre	HEMS 1:n	Spennning målt i det enkelte smart hus er under spenningsrestriksjon	Produksjonsenheter er i drift	Enheten er koblet ut

#### 4.2 Steg for de ulike scenarier

Scenario 1							
Scenario Navn :	1	Nr 1 –Analyse					
Steg Nr	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Måling U, P	måling i tilknytningspunkt	CREATE	AMS 1:n	AMS 1:n	måling av spenning og effekt i tilknytningspunkt	
2	Rapporter målinger	Målte verdier for spenning og effekt	CHANGE	AMS 1:n	HEMS 1:n	Rapporterer målte verdier	
3	Måling U	måling i nettstasjon	CREATE	Nettstasjon AMS	Nettstasjon AMS	Måler spenningen i nettstasjonen på LV siden	
4	Rapporter måling	Målte verdier for spenning	CHANGE	Nettstasjon AMS	Nettstasjon DMS	Rapporterer målte verdier	
5	Drift	Produksjonsenheten angir at den er i drift	REPORT	Kraftelektronikk 1:n	HEMS 1:n	Vekselretteren melder ifra at den er i drift og hvilken driftskurve den opererer ved. (likt i alle hus)	
6	Tilgjengelig kapasitet	Forbruk/batteri angir tilgjengelig kapasitet	REPORT	Batteri / Forbruk 1:n	HEMS 1:n	Angir tilgjengelig kapasitet i batteriet eller i et termisk forbruk. (antatt uendelig i det videre)	
7	Informasjon 1:n	Informasjonsrapportering fra HEMS 1:n	CHANGE	HEMS 1:n	Nettstasjon DMS	Verdier angående spenning, informasjon om driftskurve, produksjonsenhet i drift, tilgjengelig kapasitet for aktiv effektstyring.	
8	Informasjon om trinn	Informasjon om trinnkobling	CHANGE	Nettstasjon trinnstyring	Nettstasjon DMS	Informasjon om trinnet nettstasjonen operer på for å angi mulig regulering	
9	Analyse	Analyse i nettstasjons DMS	EXECUTE	Nettstasjon DMS	Nettstasjon DMS	Nettstasjon DMS har info om at produksjonsenheten er i drift, driftskurve, tilgjengelig aktiv effekt kapasitet for regulering, trinnkoblet transformator og kontinuerlige spenningsmålinger i nettstasjon og de ulike smarte husene. Målingene analyser opp mot definerte spenningsrestriksjoner.	

Scenario 2							
Scenario Navn :	2	Nr 2 – Sett ny driftskurve øvre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjonsom utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Produksjonsenheter er i drift, og øvre spenningsrestriksjon for reaktiv komp. hos smart hus n er brutt	Settpunkt	CHANGE	Nettstasjon DMS	HEMS 1:n	Oppdatert driftskurve, forbruk av reaktiv effekt, $\tan \theta = -0,3268$ . Likt for alle HEMS 1:n	
2	1	Sett ny driftskurve	CHANGE	HEMS 1:n	Kraftelektronikk 1:n	Aktiver driftskurve; $\tan \theta = -0,3268$	
3	2	Endret driftskurve	REPORT	Kraftelektronikk 1:n	HEMS 1:n	Aktivert driftskurve	
4	3	Informasjon	REPORT	HEMS 1:n	Nettstasjon DMS	Aktivert driftskurve	

Scenario 3							
Scenario Navn :	3	Nr 3 – Sett ny driftskurve nedre					
Steg Nr.	Hendelse	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjonskaper (aktør)	Informasjonsmottaker (aktør)	Informasjonsom utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Produksjonsenheter er i drift, og nedre spenningsrestriksjon for reaktiv komp. hos smart hus n er brutt	Settpunkt	CHANGE	Nettstasjon DMS	HEMS 1:n	Oppdatert driftskurve, produksjon av reaktiv effekt, $\tan \theta = 0,3268$ . Likt for alle HEMS 1:n	
2	1	Sett ny driftskurve	CHANGE	HEMS 1:n	Kraftelektronikk 1:n	Aktiver driftskurve; $\tan \theta = 0,3268$	
3	2	Endret driftskurve	REPORT	Kraftelektronikk 1:n	HEMS 1:n	Aktivert driftskurve	
4	3	Informasjon	REPORT	HEMS 1:n	Nettstasjon DMS	Aktivert driftskurve	

<b>Scenario 4</b>							
<b>Scenario Navn:</b>		<b>4 Nr 4 – Trinnregulering øvre</b>					
<b>S</b>	<b>Hend-else</b>	<b>Beskrivelse av</b>	<b>Ser</b>	<b>Informas</b>	<b>Informasj</b>	<b>Informasjon som utveksles</b>	<b>Teknis</b>
<b>t</b>		<b>Prosess/</b>	<b>vic</b>	<b>jons-</b>	<b>ons-</b>		<b>ke</b>
<b>e</b>		<b>Aktivitet</b>	<b>e</b>	<b>skaper</b>	<b>mottaker</b>		<b>krav</b>
<b>g</b>				<b>(aktør)</b>	<b>(aktør)</b>		<b>(R-ID)</b>
1	Produksjonsenhet er i drift, forbruker reaktiv effekt og øvre spenningsrestriksjon for trinnstyring hos smart hus n er brutt	Endre trinn	CH AN GE	Nett- stasjon DMS	Nett- stasjons trinn- styring	Endre trinnkobling slik at nettstasjonsspenningen blir lavere, basert på spenningen hos sluttkunden (ytterst på radial). Nettstasjonsspenningen endres slik at samtlige kunder har akseptable spenningsforhold.	
2	1	Trinn endret	CH AN GE	Nett- stasjon trinn- styring	Nett- stasjon DMS	Trinnet i nettstasjonen er endret til å levere angitt spenning	

<b>Scenario 5</b>							
<b>Scenario Navn</b>		<b>5 Nr 5 – Trinnregulering nedre</b>					
<b>S</b>	<b>Hend-else</b>	<b>Beskrivelse av</b>	<b>Ser</b>	<b>Informas</b>	<b>Informasj</b>	<b>Informasjon som utveksles</b>	<b>Tek</b>
<b>t</b>		<b>Prosess/</b>	<b>vic</b>	<b>jons-</b>	<b>ons-</b>		<b>nis</b>
<b>e</b>		<b>Aktivitet</b>	<b>e</b>	<b>skaper</b>	<b>mottaker</b>		<b>ke</b>
<b>g</b>				<b>(aktør)</b>	<b>(aktør)</b>		<b>krav</b>
<b>N</b>							<b>(R-</b>
<b>r</b>							<b>ID)</b>
1	Produksjonsenhet er i drift, produserer reaktiv effekt og nedre spenningsrestriksjon for trinnstyring hos smart hus n er brutt	Endre trinn	CH AN GE	Nett- stasjon DMS	Nett- stasjon trinn- styring	Endre trinnkobling slik at nettstasjonsspenningen blir høyere, basert på spenningen hos sluttkunden (ytterst på radial) Nettstasjonsspenningen endres slik at samtlige kunder har akseptable spenningsforhold.	
2	1	Trinn endret	CH AN GE	Nett- stasjon trinn- styring	Nett- stasjon DMS	Trinnet i nettstasjonen er endret til å levere angitt spenning	

<b>Scenario 6</b>							
<b>Scenario Navn</b>		<b>6 Nr 6 – Endre forbruket opp(termisk og/eller batteri)</b>					
<b>S</b>	<b>Hend-else</b>	<b>Beskrivelse av</b>	<b>Ser</b>	<b>Informas</b>	<b>Informas</b>	<b>Informasjon som utveksles</b>	<b>Tek</b>
<b>t</b>		<b>Proses</b>	<b>vic</b>	<b>jons-</b>	<b>jons-</b>		<b>nis</b>
<b>e</b>		<b>s/</b>	<b>e</b>	<b>skaper</b>	<b>mottaker</b>		<b>ke</b>
<b>g</b>		<b>Aktivitet</b>		<b>(aktør)</b>	<b>(aktør)</b>		<b>krav</b>
<b>N</b>							<b>(R-</b>
<b>r</b>							<b>ID)</b>

1	Produksjonsenheter er i drift, forbruker reaktiv effekt og øvre spenningsrestriksjon for endret forbruk hos smart hus n er brutt	Settpunkt	CH AN GE	Nettstasjon DMS	HEMS 1:n	Basert på spenningsmålingen, angis det at samtlige hus må redusere en lik mengde innmatet aktiv effekt. Denne er gitt av effektflyten i nettstasjonen delt på n hus.
2	1	Økt forbruket	CH AN GE	HEMS 1:n	Batteri / Forbruk 1:n	Endre forbruket eller lad opp batteriet med den angitte effekten fra Nettstasjons DMS.
3	2	Øket forbruk	RE PO RT	Batteri / Forbruk 1:n	HEMS 1:n	Forbruket eller ladning er endret.
4	3	Informasjon	RE PO RT	HEMS 1:n	Nettstasjon DMS	Forbruk eller ladning er endret

<b>Scenario 7</b>							
<b>Scenario Navn:</b>		<b>7 Nr 6 – Endre forbruket ned (termisk og/eller batteri)</b>					
<b>S</b>	<b>Hendelse</b>	<b>Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet</b>	<b>Service</b>	<b>Informasjonskaper (aktør)</b>	<b>Informasjonsmottaker (aktør)</b>	<b>Informasjon som utveksles</b>	<b>Tekniske krav (R-ID)</b>
1	Produksjonsenheter er i drift, produserer reaktiv effekt og nedre spenningsrestriksjon for endret forbruk hos smart hus n er brutt	Settpunkt	CH AN GE	Nettstasjon DMS	HEMS 1:n	Basert på spenningsmålingen, angis det at samtlige hus må øke en lik mengde innmatet aktiv effekt. Denne er gitt av effektflyten i nettstasjonen delt på n hus.	
2	1	Reduser forbruket	CH AN GE	HEMS 1:n	Batteri / Forbruk 1:n	Endre forbruket eller utlad batteriet med den angitte effekten fra Nettstasjons DMS.	
3	2	Redusert forbruket	RE PO RT	Batteri / Forbruk 1:n	HEMS 1:n	Forbruk eller ladning er endret	
4	3	Informasjon	RE PO RT	HEMS 1:n	Nettstasjon DMS	Forbruk eller ladning er endret	

Scenario 8							
Scenario Navn :	8	Nr 8– Koble ut vekselretter øvre					
Steg Nr.	Hend-else	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper (aktør)	Informasjons-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Produksjonsenhete n er i drift, og øvre spenningsgrense overstiges	Koble ut	CH AN GE	HEMS 1:n	Kraftelekt ronikk 1:n	Koble ut	
2	1	Koblet ut	RE PO RT	Kraftelekt ronikk 1:n	HEMS 1:n	Koblet ut	
3	2	Alarm ved utkobling	RE PO RT	HEMS 1:n	HUSEIE R 1:n	Produksjonen er koblet ut pga høy spenning	

Scenario 9							
Scenario Navn :	9	Nr 9– Koble ut vekselretter nedre					
Steg Nr.	Hend-else	Beskrivelse av Prosess/ Aktivitet	Service	Informasjons-skaper (aktør)	Informasjons-mottaker (aktør)	Informasjon som utveksles	Tekniske krav (R-ID)
1	Produksjonsenhete n er i drift, og nedre spenningsgrense brytes	Koble ut	CH AN GE	HEMS 1:n	Kraftele ktronikk 1:n	Koble ut	
2	1	Koblet ut	RE PO RT	Kraftel ektroni kk1:n	HEMS 1:n	Koblet ut	
3	2	Alarm ved utkobling	RE PO RT	HEMS 1:n	HUSEIE R 1:n	Produksjonen er koblet ut pga høy spenning	

## 5 Informasjon som utveksles

Informasjon som utveksles		
Informasjonsnavn (ID)	Beskrivelse	Datakrav

## 6 Krav (opsjon)

<i>Krav</i>	
<i>Kravkategori</i>	<i>Beskrivelse av kategori</i>
<i>Krav ID</i>	<i>Beskrivelse av krav</i>

## 7 Terminologi og definisjoner

<i>Terminologi og definisjoner</i>	
<i>Term</i>	<i>Definisjon</i>

## 8 Tilleggsinformasjon (opsjon)

<i>Tilleggsinformasjon (opsjon)</i>		
<i>Nøkkel</i>	<i>Informasjon</i>	<i>Referanse til seksjon i templaten</i>

## Vedlegg – Valgliste Domener

- 1 Transmisjonsnett, sentralnett,
- 2 Distribusjonsnett
- 3 Mikronett,
- 4 Smart automatisering/instrumentering i stasjoner
- 5 Distribuerte energikilder
- 6 Avanserte målesystemer – smart måling
- 7 Smarte hus, smart bygninger, smart industri – energistyring i bygg og prosesser
- 8 Elektrisk energilagring
- 9 Elektrisk transport,
- 10 Asset Management,
- 11 Storskala kraftproduksjon
- 12 Marked
- 13 Sikkerhet