

NOTAT

Oppdrag	Rapport - Solkraft i bygningsmassen og samfunnet	Dokumentkode	10249898-01-RISOL-NOT-002
Emne	Teknisk verktøykasse - Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet	Tilgjengelighet	Begrenset
Oppdragsgiver	Solenergiklyngen, Nelfo, NBBL	Oppdragsleder	Mette Kristine Kanestrøm
Kontaktperson	Dag Tore Seierstad Oddvin Breiteig Ketil Krogstad	Utarbeidet av	Håkon Person Oda Andrea Hjelme Eirik Øie
Kopi		Ansvarlig enhet	10105030 Seksjon solenergi, smart grid og lagring

SAMMENDRAG

Det er et uttrykt politisk mål å raskt, trygt og rettferdig innfase energisamfunn og lokal energiproduksjon i Norge. Multiconsult jobber på oppdrag fra Solenergiklyngen, NBBL og Nelfo med en rapport som skal legge et faglig grunnlag knyttet til teknisk, økonomisk og regulatorisk tilrettelegging av solkraft som en sentral del av det norske kraftsystemnettet. Inkludert i perspektivet er energiproduksjon, lagring og deling, herunder også lokale energisamfunn. Som del i arbeidet lages det en rekke én-saks notater for å bygge opp et svar på spørsmålet iht «sten på sten»-metodikken.

Oppgaven til inneværende notat er å peke på tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av flere titalls TWh solkraft i nettet. Hva ligger i *den tekniske verktøykassen – hos nettselskap og hos sluttbruker?*

De tekniske utfordringene er i nåværende fase hovedsakelig knyttet til lokale spenningsutfordringer og termiske overbelastninger ved høy grad av eksport i nettet. Notatet inneholder rundt 10 beskrevne tiltak i den tekniske verktøykassen som alene og i kombinasjon kan benyttes for å avhjelpe, samtidig som de øker handlingsrommet for solkraft. Blant overskriftene er:

- Nettjenester fra vekselretter
- Sluttbrukerfleksibilitet
- Områdebaserte energisystemer / Lokale energisamfunn
- Batterier i lavspenningsnett
- Spenningsregulering i lavspenningsnett (netteier)

Resultatet av å ta i bruk den tekniske verktøykassen er kort fortalt at det norske solkraftpotensialet for utbygging med tilknytning til eksisterende nett kan økes kraftig, uten at nettinvesteringene blir urimelig høye. En andel av produksjonen vil da i praksis strupes, men samtidig kan struping fortløpende kompenseres/reduceres eksempelvis ved tiltak for økt lokalt direkte forbruk av solkraft, og at netteier i de tilfeller det er samfunnsøkonomisk rasjonelt gjør tiltak på sin side av grensesnittet.

Tilnærmet alle de foreslåtte løsningene er teknisk tilgjengelige i markedet i dag, noen av dem er forbundet med regulatoriske utfordringer. Ved effektivt, målrettet og prioritert samarbeid mellom solenergi-, elektro- og automasjonsbransjen, rådgivere og tjenesteleverandører, nettselskaper, balanseansvarlig sentralnett, reguleringsmyndighet og ikke minst sluttkunden vil det være potensiale for å raskt kunne komme med omforente tiltak og grep som er helhetlig fornuftige og kan iverksettes i markedet. Dette temaet behandles videre i andre notater, inneværende notat kan benyttes som et faglig grunnlag som dette arbeidet kan bygges på.

REV.	DATO	BESKRIVELSE	UTARBEIDET AV	KONTROLLERT AV	GODKJENT AV
01	26.09.23	Revidert etter høringsrunde ifm utgivelse hovedrapport	Håkon Person	Kristian Ludvik Rørmark Ek	Håkon Person
00	09.06.23	Notatforslag for gjennomlesning og tilbakemelding referansegruppe	Håkon Person Oda Andre Hjelme Eirik Øie	Kristian Ludvik Rørmark Ek	Håkon Person

Innhold

Innhold.....	2
Definisjoner	1
1 Bakgrunn og metode	1
1.1 Bakgrunn for notatet	1
1.2 Harmonisering av solkraftambisjoner og teknisk verktøykasse i en europeisk kontekst.....	1
2 Metode	2
3 Tekniske utfordringer for neste steg solkraft i en norsk kontekst	3
4 Teknisk verktøykasse	6
4.1 Introduksjon.....	6
4.2 Oppsummering – teknisk verktøykasse	8
4.3 Beskrivelse – tiltak i teknisk verktøykasse	12
5 Diskusjon.....	28
6 Konklusjon	30
7 Kildehenvisninger	31

Definisjoner

Personer og firmaer

Nettkunde: Den som driver eller eier anlegg eller utstyr for bruk eller produksjon av elektrisitet som er tilknyttet et nettselskaps anlegg [1].

Plusskunde: En plusskunde er nettkunde som både produserer og bruker elektrisk kraft [2, 3, 4]. Begrensningen er på 100 kW overskuddskraft.

Prosumert: En prosumert er en nettkunde som både produserer og bruker elektrisk kraft [2, 3]. Begrensningen er på 1 000 000 kWh energi overført til nettet i løpet av et år.

Nettselskap: Omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett eller har ansvar for netttjenester [1].

Reguleringsmyndigheten for Energi (RME):

Reguleringsmyndigheten for energi er den nasjonale myndigheten for regulering av kraftmarkedet og nettsystemet i Norge.

Typiske anvendelser og anleggsstørrelser for solkraft i det norske markedet

Husholdning/mindre næringsbygg: (oftest i område 4 – 30 kWp)

Industribygg/større næringsbygg: (50 kWp - 5 MWp), unntaksvis enda større

Store boligbygg: Husholdning med felles takflater. Delingsmodellen åpner for at leiligheter gis de samme muligheter for å produsere solkraft som eneboliger/rekkehus med egne tak.

Frittstående på bakken, Solparker: (5 – 150 MWp)

Strømnettnivåer

Nivåene er illustrert i figuren under, med beskrivelser som angitt nedenfor.

Nettkategori: Definert som typiske nettområder innenfor lokalt distribusjonsnett; grisgrendt 1, grisgrendt 2, forstadsområde, rekkehusområde, boligområde, boligblokker, nærings- / industriområder i Fornybar Norges rapport [3].

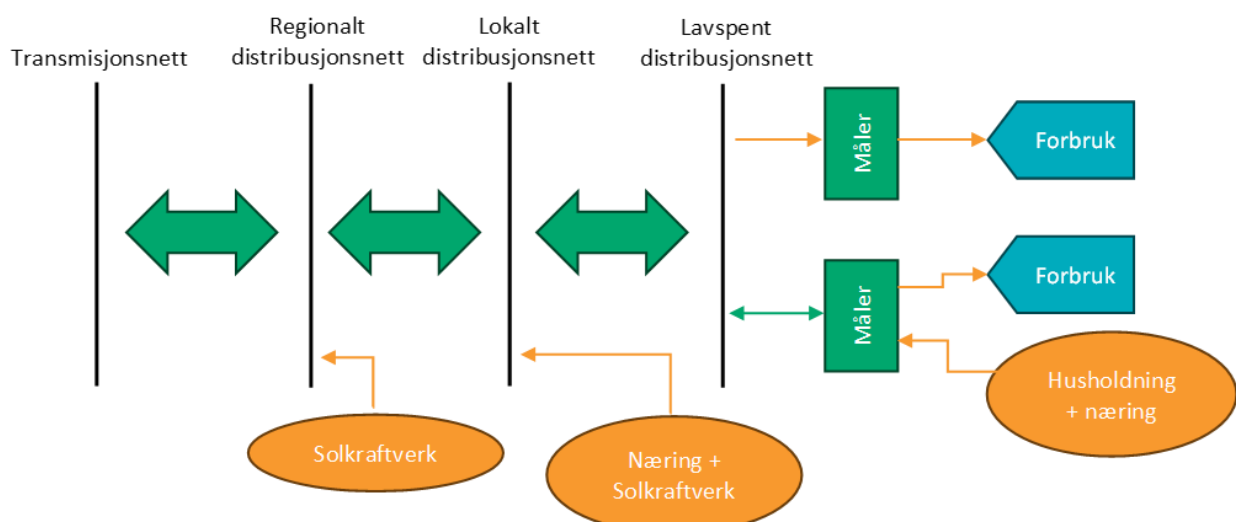
Lavspent distribusjonsnett: Distribusjonsnett med spenning under 1 kV, normalt 230 eller 400 V. Dette leverer strøm til husholdninger og de fleste næringskunder.

Lokalt distribusjonsnett: Distribusjonsnett med spenning på 11 eller 22 kV. Enkelte næringskunder og solparker er tilkoblet direkte til dette spenningsnivået. Dette transformeres ned til lavspent distribusjonsnett.

Regionalt distribusjonsnett:

Distribusjonsnett med spenning på 50, 66 eller 132 kV som transformeres ned til lokalt distribusjonsnett. De største næringskundene og solparkene kan tilknyttes dette nivået.

Transmisjonsnett: Forbinder hele Norge sammen i samme kraftsystem, med tilknytning til våre naboland. Spenningsnivået er 300 eller 420 kV i Norden, som transformeres ned til regionalt distribusjonsnett.



1 Bakgrunn og metode

1.1 Bakgrunn for notatet

Det tekniske potensialet for solkraft for Norge er stort. Solenergiklyngens rapport «Norsk solkraft 2022 - innenlands og eksport [5] oppgir det til å være 66 TWh på bygg i Norge, og 133 TWh på grå arealer. Solkraft er en teknologi som kan bygges ut raskt, og bidra til å løse kraftunderskuddet som forventes i nær fremtid i den norske energimiksen - flaskehalsen for å integrere store mengder solkraft i det norske nettet ligger ikke på ressursiden.

Det er mulig å fase inn mye solkraft i eksisterende nett allerede i dag. NOT-001 estimerer innmatingskapasitet i eksisterende nett på ca 22 TWh, der det er tatt utgangspunkt i tekniske krav og løsninger som er iverksatt i det norske markedet i dag. Det er for denne beregningen forutsatt at solkraften «fordeles perfekt» på hovedsikringene i distribusjonsnettet. Det største tekniske potensialet ligger i kategoriene industri og næring.

En perfekt teknisk fordeling i nettet for solkraft på bygg er urealistisk- ettersom dette markedssegmentet utgjør folkets energikilde – solkraft tilknyttes etter sluttbrukers initiativ og ønske om investering. Etter hvert som andelen solkraft i kraftmiksen økes i tråd med ønsker og mål, vil det være økende behov for tekniske løsninger som kan opprettholde strøm – og spenningskvalitet i kraftnettet vårt.

Hva er den tekniske verktøykassen som er tilgjengelig for å øke handlingsrommet for solkraft i en norsk kontekst, og i hvilken grad vil de være tilstrekkelige for å dekke behovene vi har for å fase inn betydelige mengder solkraft i eksisterende nett fremover?

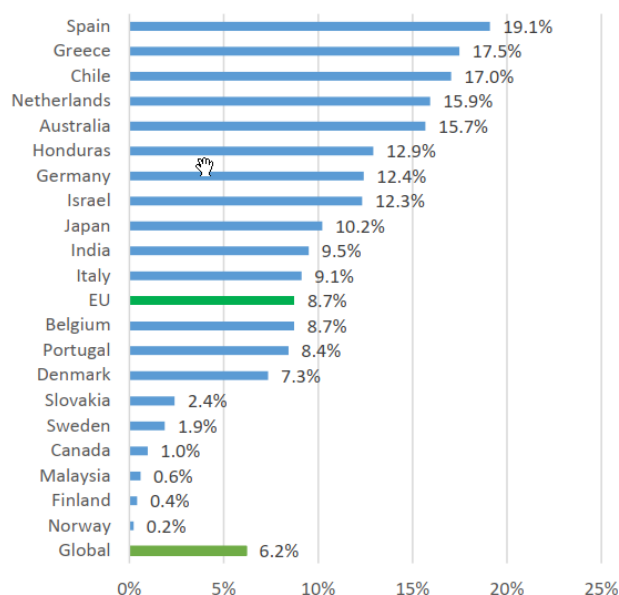
Målet med notatet er å se på hvor mye handlingsrommet kan økes i eksisterende nettinfrastruktur ved å ta i bruk den tekniske verktøykassen hos sluttbruker og nettselskap. Notatet skal også gi et faglig grunnlag for diskusjonen om hva som skal til for å forløse dette potensialet.

Utviklingen går raskt – og det vil generelt være fornuftig å i dag rigge seg for den forventede utviklingen i solmarkedet fremover gjennom godt gjennomtenkte tekniske og regulatoriske virkemidler som også kan bidra til å forløse solkraftpotensialet samtidig som den kan tilknyttes eksisterende nett. Godt kunnskapsgrunnlag og gode forberedelser kan sikre en kostnadsoptimal utvikling når utfordringene og behovene melder seg.

1.2 Harmonisering av solkraftambisjoner og teknisk verktøykasse i en europeisk kontekst

Norge kan sette store solkraftambisjoner uten å måtte være i front av teknologi- og standardutvikling. Mange land har allerede en høy andel solkraft i dagens energimiks og demonstrerer mulighetsrommet, samtidig som andelen øker år for år - Figur 1 viser eksisterende andel solkraft i energimiksen et normalår for et utvalg land.

Det pågår stadig oppramping av solkraftambisjonen i land vi kan sammenligne oss med. EU har eksempelvis gjennom REPower EU



Figur 1: Andel solkraft i energimiksen for et utvalg land (2022) [20]

foreslått en 45 % fornybarandel i energimiksen innen 2030, målet har blitt jevnlig oppjustert siden 34 % inngikk i fornybardirektivet i 2018. Norge ligger 3-5 år etter Sverige i markedsutviklingen. I Sverige ble det i Q1 2023 installert ca 20 000 solcelleanlegg – omtrent like mange som et totalt er installert i Norge i dag [6].

Videre jobbes det systematisk i EU med å harmonisere ambisjoner om høy fornybarandel i nettet med reguleringsmyndighetene og solenergibransjen. Solar Power Europe, som anser seg selv å være bindeleddet mellom regulatoriske myndigheter og solbransjen i Europa, utga i 2021 eksempelvis rapporten «Grid planning and grid connection - Recommendations for a future-proof implementation of the Clean Energy package» [7] - denne er til revisjon ila 2023. Solenergibransjen forbereder ser på å levere 100 % fornybare energisystemer, herunder også mikrogrids, – med den tilhørende tekniske verktøykassen som er nødvendig for å lykkes. IEA PVPS er eksempel på et sentralt forsknings samarbeid under IEA-paraplyen der Norge er et av de 31 medlemslandene. Et av de 8 pågående forskningsprosjektene, Task 14, omhandler løsninger for energisystemer der solkraft utgjøre hovedandelen av energimiksen [8].

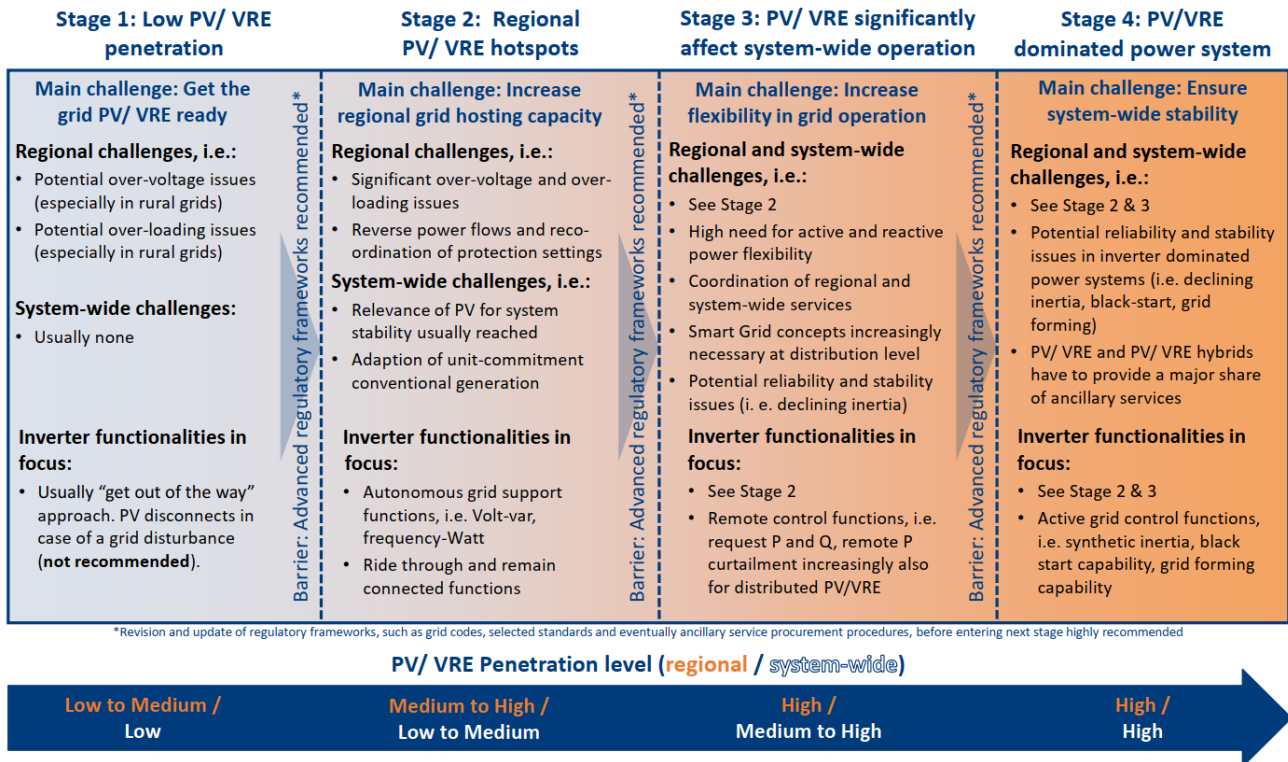
2 Metode

Multiconsults solenergirådgivere har vært ansvarlige for prosessen med å samle informasjon, skrive, harmonisere og forankre svar på spørsmålene som stilles i notatet, arbeidet er gjort i tett samarbeid med oppdragsgiverne Solenergiklyngen, Nelfo og NBBL.

Det faglige innholdet bygger på dokumentstudier, sparring med personer fra referansegruppen og Multiconsults generelle innsikt i marked og teknologi. Innholdet er lagt frem for diskusjon på workshops der representanter fra nettbransjen, RME, Fornybar Norge og solbransjen har deltatt.

3 Tekniske utfordringer for neste steg solkraft i en norsk kontekst

Målet for notatet er å se på hvilke utfordringer og løsninger som er relevante for den norske konteksten, der fokus er i distribusjonsnettet. IEA PVPS har laget en oversikt over typiske utfordringer som oppstår hos nettansvarlige ved økende andel solkraft i energimiksen, ref Figur 2 [9].



Figur 2: Tekniske utfordringer ved ulike nivåer av lokal kraftproduksjon i distribusjonsnettet

Norge har i dag en svært lav andel solkraft i energimiksen, som gjør at de tekniske utfordringene som først og fremst er aktuelt å ha fokus på i en tid fremover – er lokal spenningskvalitet i distribusjonsnettet, og potensiell termisk overbelastning av kabler og teknisk utstyr. Disse hovedtrekkene støttes av funnene i den norske rapporten «Prosumenters innvirkning på lavspente distribusjonsnett», som ble laget av PQA på oppdrag fra NVE for å gi en oversikt over tekniske konsekvenser og utfordringer som kommer av innmating av solkraft i lavspente distribusjonsnett i Norge [10]. Rapporten påpeker at den viktigste utfordringen å løse på kort sikt for å øke handlingsrommet for solkraft er knyttet til spenningsstigning som kommer av reversert effektlyt.

Tekniske utfordringer kan i prinsippet oppstå overalt i nettet – enten ved at nettet er for svakt til å håndtere en enkelt plusskundeinstallasjon – eller ved at mange plusskunder på en radial til sammen medfører at strøm -og spenningskvalitet går utenfor grenseverdiene som gitt av forskrift for leveringskvalitet.

I henhold til forskrift for leveringskvalitet skal Nettselskap «sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, er innenfor et intervall på ± 10% av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunktet til lavspenningsnettet».

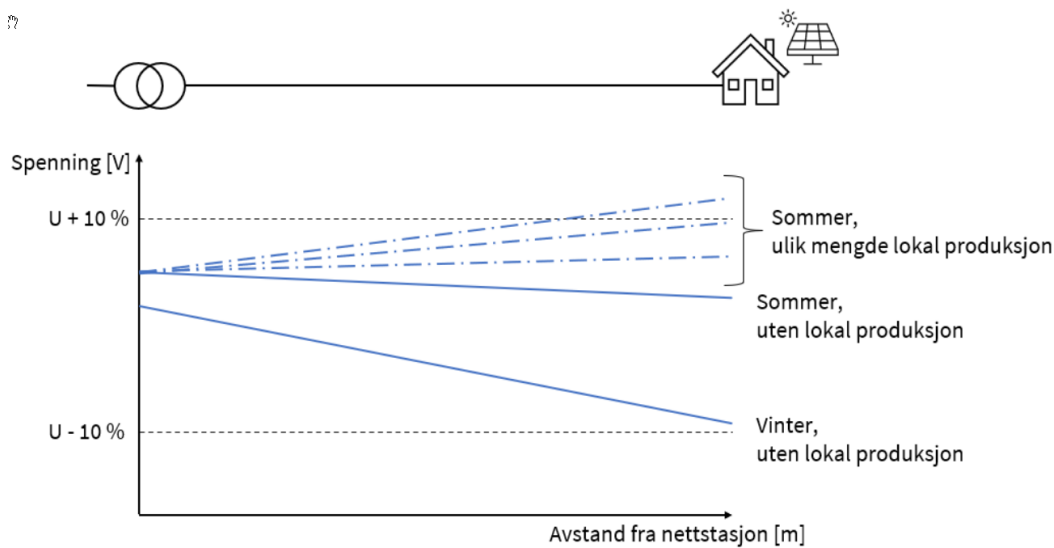
Av den gjengitte formelen for spenningsendringer i Tabell 1 ser vi at:

- Større solcelleanlegg gir større spenningsstigning
- Innmatet effekt på tre faser gir lavere spenningsstigning sammenlignet med innmating av samme effekt på en fase. For 3-fasenett har TN-nett lavere spenningsstigning enn IT-nett.
- Anlegg i sterke nett gir lavere spenningsstigning enn anlegg i svakere nett. Et «sterkt» nett kjennetegnes generelt av høy kortslutningsytelse og lav nettimpedans

Tabell 1: Forenklede formler for beregning av spenningsstigning fra enkeltstående solcelleanlegg

Nettsystem	IT-nett	TN-nett
Enfaseanlegg	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{I_{k2}}$	$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * P_{\text{merkeeffekt}}}{I_{k2}}$
Trefaseanlegg	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{2 * I_{k2}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{merkeeffekt}}}{\sqrt{3} * 2 * I_{k2}}$

Elektrisk kraft flyter generelt fra høy spenning til lavere spenning – når sluttbrukerne på en nettradial eksporterer kraft vil dette nødvendigvis medføre høyere spenning hos sluttbruker enn ved tilknytningspunktet. Kunder som importerer kraft fra nettet, har derimot lavere spenning i sitt tilknytningspunkt enn i den lokale trafokiosken.



Figur 3: Høy spenning som følge av innmating av solkraft. Kilde: NVE

Å holde alle kundene innenfor det tillatte spenningsintervallet, både for scenariet der alle har høy last, og der alle har høy produksjon – i noen tilfeller samtidig, er utfordringen. Eksempelvis kan netteiere måtte forholde seg til to ulike kunder ytterst på en radial, der den ene har elbillader, og den andre har solkraftanlegg – og at hver av disse går med full kapasitet en solrik sommerdag. Iht dagens vanlige krav til vekselrettere vil disse kobles ut ved for høye spenningsverdier i tilknytningspunktet. Høy spenning som er forårsaket av en solcelleinstallasjon vil dermed kunne medføre problematikk knyttet til gjentakende inn- og utkobling av en solcelleinstallasjon.

Et solkraftanlegg vil i teorien også kunne påvirke andre elementer tilknyttet spenningskvalitet som spenningsprang, flimrer og overharmoniske spenninger – men effekten antas begrenset ved riktig dimensjonering av anlegg, problemstillingene er ikke nødvendigvis solkraftspesifikke, og dette er i dag ikke iht PQA-rapporten ansett å være blant de viktigste problemstillingene å ha fokus på.

Der ikke spenning er utfordring, vil høy eksport av solkraft i utgangspunktet ikke medføre tekniske problemer i distribusjonsnettet. Et unntak er hvis eksporten er lik eller høyere enn makslasten i tunglastperioder – da må en være observant på problematikk knyttet til overbelastning av kabler og teknisk utstyr (termisk overbelastning) og fare for utløsning av vern i distribusjonsnettet. I dag er det tillatt for slutt kunder å eksportere opp til 100 % av sikringsstørrelsen – samtidig som nettet er dimensjonert med en samtidighetsfaktor som forutsetter at ikke alle bruker 100 % av sikringsstørrelsen sin samtidig. I et tenkt tilfelle der alle som er tilknyttet en nettradial eksporterer solkraft samtidig tilsvarende størrelsen på hovedsikringen, vil da eksempelvis selve kablen eller transformatoren kunne overbelastes. Dette er ennå ikke en høyaktuell problemstilling i Norge, men

en problemstilling å ha i bakhodet etter hvert som markedet utvikles, og noe en bør ta høyde for i planer.

I sentralnettet er det også problemstillinger å ta høyde for. Statnett frykter at Den voksende andelen sol og vind inn i kraftsystemet truer frekvensstabiliteten i Norden allerede om fire år, om vi ikke gjør noe i dag [11].

4 Teknisk verktøykasse

4.1 Introduksjon

Det overordnede målet er en helhetlig løsning som sikrer samfunnsrasjonell utnyttelse og utbygging av nettet, men som ikke hindrer nettkunder å produsere energi lokalt. Målet med den tekniske verktøykassen er å belyse og konkretisere de store mulighetene – samtidig som en gir grunnlag til å vurdere dem i et helhetlig perspektiv.

Den tekniske verktøykassen innebefatter både tiltak som kan gjøres i markedet på sluttbrukersiden, og tiltak som kan gjøres på netteiersiden – mange av tiltakene kan kombineres og flere tiltak utgjør et samspill mellom partene. Flere av tiltakene i den tekniske verktøykassen skal også gjøre at tilknytningskapasiteten for solkraft langt overstiger innmatingskapasiteten i strømmettet, slik at disse begrepene kan omhandles separat.

I dag består driften av det lokale og regionale distribusjonsnettet hovedsakelig av manuelle prosesser, og verktøykassen for å løse driftsutfordringer er svært begrenset. Dette har fungert tilfredsstillende tidligere, men en slik måte å drifte nettet på krever at man planlegger med store sikkerhetsmarginer. Dette hindrer nettselskapene å utnytte strømmettet til det fulle, og hindrer også at nye kunder og aktører kan koble seg på det eksisterende nettet. Utviklingen av neste generasjon drift av strømmettet kommer til å åpne et vell av muligheter for mer effektiv nettdrift og et tettere samspill mellom nettselskap, sluttbruker og leverandørindustrien. De nye løsningene vil kjennetegnes av å ta i bruk mulighetene som ligger i digitalisering, sensorikk og dataanalyse for å utnytte bedre eksisterende nettinfrastruktur. Samtidig som nye tekniske løsninger er på vei, er det nå stort behov for løsninger som kan bidra til å løse de tekniske utfordringene på kort sikt, og som maksimerer utnyttelsen av eksisterende nett-infrastruktur.

For å tilrettelegge for videre diskusjon om prioritering, aktuelle regulatoriske grep og å få tiltakene inn i en plan, er hvert tiltak kategorisert med følgende overskrifter:

- Kort beskrivelse av tiltaket
- Effekt: I hvor stor grad bidrar tiltaket til økt handlingsrom for solkraft i nettet?
- Tid: Hvor raskt kan tiltaket bidra? Teknisk tilgjengelig i dag?
- Kostnad – samfunnsmessig perspektiv per ekstra enhet solkraft i nettet
- Andre fordeler
- Andre ulemper
- Regulatorisk tillatt i dag, og er det krav?
- Hvilke tiltak løser hvilke typer utfordringer (egen oppsummeringstabell)

Tiltakene er kort oppsummert i Tabell 2 og Tabell 3, før de beskrives mer utfyllende i et ekvivalent beskrivelseskapittel – der sistnevnte fungerer som et oppslagsverk.

Fleksible laster er et begrep som går igjen i mange av tiltakene som kan gjøres på sluttbrukersiden. Fleksible laster er teknologinøytrale samlebegreper for en rekke elektrisk forsynte forbrukslaste som kan styres på sluttbrukersiden – og som har en grad av handlingsrom for energistyring uten at det går på kompromiss med funksjon/komfortbehov:

- Elbillading (batteri på hjul, enveis kraftflyt. V2G kommer, og kan gi toveis lading av batteri på hjul).
- Varmtvannsberedere
- Oppvarmingssystemet, herunder
 - o Panelovner / Elkjeler
 - o Varmepumper
 - o Elektrisk gulvvarme
- Ventilasjonsaggregater

I tillegg ligger det er potensiale i energilagringssystemer i sluttbrukers installasjon:

- Termiske lagre i ulike former
- Elektriske batterier. Elektriske batterier kan være et godt tiltak der strømmettet mangler fleksibilitet, og kan tilføre en rekke tilleggstjenester som peak shaving, frekvensregulering, og energilagring. V2G vil når det innføres være teknisk sammenlignbart med et stasjonært batteri, og vil medføre at volumet av tilgjengelige batterier som kan utnyttes til balanseformål øker drastisk.

Det gjøres oppmerksom på at de nevnte lastene normalt utgjør godt over halvparten av energiforbruket og effektbelastningen til et privathus eller næringsbygg – noe som gjør dette til en svært stor ressurs som i teorien kan aktiveres til en forholdsvis lav kostnad. Eksempler på interessante sektorer er elektrifisert transportsektor, industri og datasentre, næringsbygg, flyplasser og boligsektoren. Et kjennetegn ved flere er at de i tillegg til de fleksible lastene kan ha alternativ energiforsyning i form av hybriddrift, nødstrømsanlegg, nødaggregat/dieselgenerator eller batteribanker med eller uten lokal energiproduksjon. Netteier vil ikke merke forskjell på hvilken kilde (asset) som bidrar med sluttbrukerfleksibilitet – dermed bør ikke netteier eller samfunnet sette krav til type teknologi, men heller sette funksjonskrav i grensesnittet, slik at de tekno-økonomisk riktige tiltakene vinner frem i hvert sluttkundeprosjekt. Det er også et potensiale i Enøk som kan bidra i å redusere effektbelastningen på strømmettet, temaet dekkes ikke i inneværende notat men kan ses på som godt og komplementært tiltak til den tekniske verktøykassen.

Et annet begrep som er nyttig å definere er forskjellen på «implisitt» og «eksplisitt» fleksibilitet. Implisitt fleksibilitet er fleksibilitet som ikke kan styres direkte av nettselskapene men styres indirekte gjennom prissignaler – her vil typisk en sluttkunde styre sitt fleksible energiforbruk mot elementene som påvirker deres strømrelaterte kostnader som spotpris og effekttariffer. Et annet eksempel på implisitt fleksibilitet er direkte egenforbruk av solkraft, som intensiveres når salgsprisen innmating til nettet er lavere enn kjøpsprisen på strøm for sluttkunden. Tekniske løsninger som prioriterer selvkonsum for solkraft er av stor viktighet og har verdi i seg selv. Eksplisitt fleksibilitet er fleksibilitet som kan direkte aktiveres basert på et eksternt signal – eksempelvis at netteier sender et triggersignal for å koble ut sluttbrukers elkjel iht en avtale for uprioritert kraft [12]. Gode solcelleprediksjoner inngår generelt som en ingrediens i den tekniske verktøykassen som omhandler fleksibilitetsstyring.

Det tekniske potensiale som ligger i fleksibilitet utnyttes i liten grad i dag. Dersom denne skal utløses til nytte for distribusjonsnett og netteier vil det være behov for utvikling av markeder og andre rammebetingelser for å få utløst denne fleksibiliteten.

4.2 Oppsummering – teknisk verktøykasse

Tabell 2: Oppsummering teknisk verktøykasse – tiltak for å øke handlingsrommet for solkraft i eksisterende nett

	Hva	Effekt: I hvor stor grad bidrar tiltaket til økt handlingsrom for solkraft i nettet?	Fordeler	Ulemper	Kostnad (samfunnsøkonomisk perspektiv)	Tid: Hvor raskt kan tiltaket bidra? Teknisk tilgjengelig i dag?	Tilgjengelighet regulatorisk	Investeringskostnad	Markeds-segmenter
1	Nettjeneste fra Vekselretter: Reaktiv effekt kompensere for spenningsstigning – Q(U)	Lav	Reduserer ikke solkraftproduksjon, kan kombineres med regulering av aktiv effekt mot spenning.	Krever økt dimensjonering vekselretter for å være alltid tilgjengelig. Gir i seg selv begrenset bidrag i distribusjonsnettet. Netteier har i dag ikke instrumenter for å verifisere at avtalen overholdes.	Lav	Ja	Ja, men kan ikke kreves iht plusskundeordningen så lenge anlegget er innenfor OV	Lav	Alle
2	Nettjeneste fra Vekselretter: Aktiv effekt kompensere for spenningsstigning – P(U). Solkraft strupes behovsbasert mtp høy spenning	Høy	Spenningsstigning fra solkraft i teorien løst. Tillater i prinsippet fast track godkjenning av nettilknytning. Gir insentiv for egenforbruk av solkraft. Solkraft strupes bare når det er reelt behov.	Redusert privatøkonomisk lønnsomhet – solkraftanlegget vil til tider strupes. Urettferdige utslag kan oppstå ut fra tilknytningspunkt i nettet. Netteier har i dag ikke instrumenter for å verifisere at avtalen overholdes.	Lav	Ja	Ja, men kan ikke kreves iht plusskundeordningen så lenge anlegget er innenfor OV	Lav	Alle
3	Nettjeneste fra Vekselretter: Sette maks grense for tillatt eksport i tilknytningspunktet (ved 70 % grense kan 100 % produseres dersom 30 % brukes direkte bak måler. Må være dynamisk grense)	Middels	Gir insentiv for egenforbruk av solkraft. Netteier kan sette makskrav ut fra hva nettet tåler statisk sett.	Statisk krav, i blant vil solkraft strupes uten at det er reelt behov i nettet. Reduserer størrelse på solkraftanlegg – utnytter ikke det fulle potensialet.	Lav	Ja	Ja, men kan ikke kreves iht plusskundeordningen så lenge anlegget er innenfor OV	Lav	Alle
4	Implisitt fleksibilitet – Energistyring per bygg: Solkraften brukes mest mulig direkte der den produseres vha energistyring av fleksible laster som elbillading, varmtvannsbereider og oppvarmingsanlegg.	Middels	Energieffektiv og kostnadseffektiv måte å få inn ny kraftproduksjon i nettet. Medfølger i praksis implisitt: Sluttkunde blir bevisst på egen energibruk og samme utstyr kan brukes for kontroll og reduksjon av effekttoppen.	Noen tiltak kan skalere raskt – andre ikke. Noen tiltak krever investeringskostnad, tidsbruk og kompetanse av den enkelte sluttbruker for å kunne realiseres.	Lav	Ja	Så lenge fleksibilitet og solkraft står bak samme AMS-måler	Lav/Medium	Alle
5	Implisitt fleksibilitet – Energistyring på områdenivå: Flere målepunkt-ID som er nært samlokalisert har en felles/summert avregning mot nettselskapet: Lokale energisamfunn / industriområder / store industribygg samarbeider om å bruke solkraft direkte der den produseres vha koordinert styring av fleksible laster mellom bygg (koordinering av sammenlagingsfaktor)	Høy	En forbedret versjon av fordelene i energistyring per bygg: Et større potensiale kan realiseres vesentlig billigere, enklere, raskere og med lavere risiko for feil – både mtp egenforbruk solkraft og kontroll og reduksjon på effekttoppen. En annen fordel er at profesjonelle aktører kan ta ansvaret.	Nettselskap og elhub må etablere løsninger for endret grensesnitt mot kunder.	Lav	Ja	Det regulatoriske er i praksis en begrensning	Medium	Næring og industri + aggregerte mindre enheter

Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

	Hva	Effekt: I hvor stor grad bidrar tiltaket til økt handlingsrom for solkraft i nettet?	Fordeler	Ulemper	Kostnad (samfunnsøkonomisk perspektiv)	Tid: Hvor raskt kan tiltaket bidra? Teknisk tilgjengelig i dag?	Tilgjengelighet regulatorisk	Investeringskostnad	Markedssegmenter
6	Eksplisitt fleksibilitet sentralt- Solkraft deltar i Statnetts fleksibilitetsmarkeder (frekvens). FFR nedregulering og FCR nedregulering som eksempler	Lav (hjelper sentralnettet)	Teknisk enkel og billig måte å balansere kortsiktige frekvenshopp på. Korte avvik i produksjon.	Stanett har ikke FFR- og FCR markeder for nedregulering. Usikkerhet knyttet til behov hos nettansvarlige.	Lav	Ja	Ja	Fra Lav til Høy	Næring og industri + aggregerte mindre enheter
7	Eksplisitt fleksibilitet lokalt – Solkraft deltar i lokale flaskehalsmarkeder (bilaterale avtaler mot nett eller markeds plass for utfordringer i distribusjonsnettet).	Avhengig av lokasjon	Potensiale til å løse nettselskapenes utfordringer med både spenningsvariasjon og effekttopper. Netteier får kontroll for å kunne aktivere bortfall av solkraftproduksjon når behov oppstår. Bilaterale avtaler mot nettselskap er allerede i drift, er del av eksisterende regulering og gir en forholdsvis enkel og kjent forretningsmodell.	Bilaterale avtaler krever avtaleverk og en teknisk løsning per prosjekt. Markeds plasser utgjør et umodent marked og manglende styringsverktøy for netteierne – netteierne mangler oversikt over tilgjengelige fleksibilitetsressurser. Fullautomatisk løsning krever teknisk løsning (utviklingsarbeider) og at et tilstrekkelig antall frivillige deltar, og forplikter ikke på leverandørsiden → lave insentiver og høy risiko sett fra nettselskap i lys av dagens inntektsmodell.	Lokasjons-avhengig Bilaterale avtaler: Lav Marked: Middels	Ja	Ja	Fra Lav til Høy	Næring og industri + aggregerte mindre enheter
8	Kunden velger å installere mindre solkraftanlegg / redusert størrelse på vekselretter	Lav	Økonomisk dimensjonering av solkraftanlegg – og at solkraft begrenses til størrelsen som statisk sett ikke medfører problemer for nettet. Enkelt og i tråd med dagens praksis.	Gir ikke insentiv for å oppnå store solkraftambisjoner, og bommer derved på hovedmålet. Solkraftutbygging reduseres mer enn nødvendig	Lav	Ja	Ja	Lav	Alle
9	Nettforsterkning – Bytte til kabler, trafoer etc. med økt ytelse	Høy	Reduserer ikke solkraftproduksjon	Krever kanskje anleggsbidrag og kan ta lang tid (6-18 måneder)	Lav til Høy, avhengig av hvor omfattende tiltak er. (Lokasjonsavhengig)	Ja	Ja	Fra Lav til Høy	Alle
10	Batterier – Bruk av batterisystemer i lavspenningsnettet på netteiers side av måler	Middels	Batterisystemer kan bedre spenningskvaliteten, peak shaving, benyttes til prisarbitrasje, løse flaskehalsproblemer i nettet, gi inntektsmuligheter på flere frekvensmarkeder osv.	Pris (2023) gjør at bruk av batterier kun er aktuelt i spesielle tilfeller og regulatoriske føringer gjør at netteier ikke kan eie batterier	Medium/Høy	Ja	Nei (netteier må søke RME om unntak. Enklere om kunde/3. part eier batteriet)	Medium/Høy	Alle
11	Spenningsregulering i lavspenningsnettet på netteiers side av måler – Bruk av autotrinne fordelingstransformatorer eller serieregulator (spenningsbooster)	Middels	Spenningen reguleres ut ifra lokale forhold	Mulig anleggsbidrag. Umoden styring.	Middels	Delvis	Ja	Medium	Alle

Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

	Hva	Effekt: I hvor stor grad bidrar tiltaket til økt handlingsrom for solkraft i nettet?	Fordeler	Ulemper	Kostnad (samfunnsøkonomisk perspektiv)	Tid: Hvor raskt kan tiltaket bidra? Teknisk tilgjengelig i dag?	Tilgjengelighet regulatorisk	Investeringskostnad	Markeds-segmenter
12	Overgang fra IT-nett til TN-nett	Høy	<p>Netteiere opplever i liten grad spenningsutfordringer fra solkraft der de har TN-nett.</p> <p>TN-nett gir som konsekvens bl.a. billigere solcelleanlegg, og enklere og billigere tilgang til vekselrettere med innebygde og standardiserte netjtjenester</p>	<p>Overgang til TN-nett er for eksisterende anlegg vesentlig mer kostbar enn tradisjonell forsterkning fordi det vil også kreve ombygging av kundenes installasjon. Det som tar tid og koster penger er først og fremst ombygging av kundenes hovedfordelingsskap.</p>	<p>Lav til Høy, avhengig av hvor omfattende tiltak er. (Lokasjonsavhengig)</p>	Ja	Ja	Fra Lav til Høy	Alle

Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

Tabell 3: Hvordan tiltak i teknisk verktøykasse (Tabell 2) bidrar mot utfordringene i strømnettet

			Hva bidrar tiltaket direkte til å løse – solkraft alene		Hva bidrar tiltaket direkte til å løse – solkraft i kombinasjon med lagring og energistyring	
	Hva	Effekt i distribusjonsnettet	Lokale spenningsutfordringer	Termisk overbelastning i kabler/utstyr	Effekttopp dimensjonerende	Frekvens
1	Nettjeneste fra Vekselretter: Reaktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – Q(U)	Lav	X			
2	Nettjeneste fra Vekselretter: Aktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – P(U). Solkraft strupes behovsbasert mtp høy spenning	Høy	X			
3	Nettjeneste fra Vekselretter: Sette maksgrense for tillatt eksport i tilknytningspunktet (ved 70 % grense kan 100 % produseres dersom 30 % brukes direkte bak måler)	Middels	X	X		
4	Implisitt fleksibilitet – Energistyring per bygg: Solkraften brukes mest mulig direkte der den produseres vha energistyring av fleksible laster som elbillading, varmtvannsbereder og oppvarmingsanlegg.	Middels	X	X	X	
5	Implisitt fleksibilitet – Energistyring på områdenivå: Flere målepunkt-ID som er nært samlokalisert har en felles avregning mot nettselskapet: Lokale energisamfunn / industriområder / store industribygg samarbeider om å bruke solkraft direkte der den produseres vha koordinert styring av fleksible laster mellom bygg (koordinering av sammenlagingsfaktor)	Høy	X	X	X	(X)
6	Ekspisitt fleksibilitet sentralt- deltakelse i Statnetts fleksibilitetsmarkeder (frekvens). FFR nedregulering og FCR nedregulering som eksempler	Lav (hjelper sentralnettet)				X
7	Ekspisitt fleksibilitet lokalt – Solkraft deltar i lokale flaskehalsmarkeder (bilaterale avtaler mot nett eller markeds plass for utfordringer i distribusjonsnettet).	Avhengig av lokasjon	X	X	X	
8	Kunden velger å installere mindre solkraftanlegg / redusert størrelse på vekselretter	Lav				
9	Nettforsterkning – Bytte til kabler, trafoer etc. med økt ytelse, eksempelvis overgang til 400 V.	Høy	X	X	X	
10	Batterier – Bruk av batterisystemer i lavspenningsnettet på netteiers side av måler	Middels	X	X	X	X
11	Spenningsregulering i lavspenningsnettet på netteiers side av måler – Bruk av autotrinne fordelingstransformatorer eller serieregulator (spenningsbooster)	Middels	X			

4.3 Beskrivelse – tiltak i teknisk verktøykasse

Videre er tiltakene fra oppsummeringstabellen Tabell 2 beskrevet utfyllende, med tilsvarende nummerering per tiltak som i tabell:

- 1.
2. og
3. **Nettjenester fra vekselretter.**

Hva

Nettjenester innebærer funksjonalitet som er nødvendig for å drifte kraftnettet i tråd med forskrift for leveringskvalitet. Premium-nivået på vekselrettere blir stadig bedre og kan allerede i dag tilby teknisk funksjonalitet for et stort spenn av nettjenester, der trenden internasjonalt er at disse i økende grad tas i bruk i nasjonale standarder/ tekniske tilknytningskrav. Eksempel på slik funksjonalitet er

Frekvensregulering:

- Frekvensstøtte. P(f). Mest interessant som dynamisk frekvensstøtte for transmisjonsnettet.

Spenningsregulering / regulering mot lokale nettforhold:

- Statisk cosφ control (Fixed power factor function): Vekselretter forbruker reaktiv effekt proporsjonalt med innmatet aktiv effekt (PF=P/S).
$$\Delta U \approx \frac{P+R-Q+X}{U}$$
- Statisk Q control: Vekselretter forbruker reaktiv effekt med konstant verdi uavhengig av spenning eller aktiv effektproduksjon.
- Cosφ(P) control (Watt-Power factor function): Effektfaktor er avhengig av aktiv effektproduksjon. Ved høy effektproduksjon økes reaktiv effekt forbruk ved å redusere effektfaktor.
- Q(U) control (Volt-Var function): Forbruk eller produksjon av reaktiv effekt er en funksjon av målt spenning. Reaktiv effekt forbrukes når spenningen overstiger en bestemt grense (og motsatt når spenningen faller).

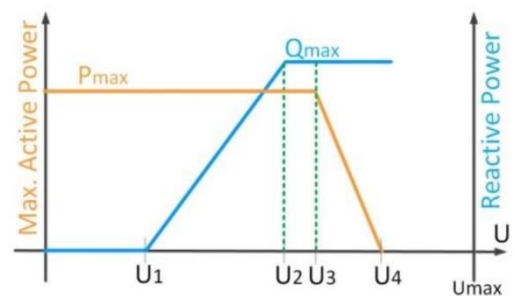


Figure 18: Active and reactive power control characteristics of the PV inverters with U1= 1.05p.u., U2=U3= 1.08 p.u. and U4=1.09 p.u. [30]

Figur 4: Beskrivelse av funksjon for kombinert spenningsregulering ved styring av aktiv og reaktiv effekt

Iht Figur 4: Effekten på spenning ved reaktiv effekt-kompensering er begrenset i lavspennetnettet ettersom reaktansen er liten i forhold til resistansen i lavspennetnettet. I tillegg er mengden innmatet/forbrukt reaktiv effekt mindre enn innmating av aktiv effekt. Ved PF = 0,95 er reaktiv effekt ca. 33 % av aktiv effekt.

- P(U) control (Volt-Watt function): Produksjon (etter forbruk) reduseres mot 0 når spenningen overstiger (eller går under) bestemte grenseverdier.
- Fast terskel for tillatt eksportert solkraft i tilknytningspunktet.
- Redusert/utkoblet produksjon mot en trigger som avtalt mot nettselskap. I et tysk forskningsprosjekt forskes det eksempelvis på vekselrettere som gjør dynamisk struping mot målinger fra andre flaskehalspunkter lenger opp i nettet.

Vekselrettere vil også avhengig av systemdesign kunne tilby ytterligere nettjenester som syntetisk inertia og black start-kapabilitet – men det er ikke tjenester som er i fokus på lavere andeler av solkraft i energimiksen, og dette antas mer aktuelt for større solparker som ikke er i fokus i dette notatet.

Nettjenester som innebærer faktisk strupet produksjon gjennom aktiv effektregulering er eksempel på tilknytning med vilkår om produksjonsbegrensning. Verken nettselskap eller produsent kan i dag i Norge ensidig kreve en slik tilknytningsavtale – begge parter må være enige og tilknytningen må være driftsmessig forsvarlig for alle berørte konsesjonærer. Utgangspunktet er at produsenten har rett på full tilknytning etter tilknytningsplikten, men dersom produsent og nettselskap er enige kan de inngå tilknytning med vilkår om produksjonsbegrensning. Produsentene kan i slike tilfeller avveie mellom å bli tilknyttet med vilkår om nedregulering uten kompensasjon, eller betale anleggsbidrag for tilknytning til full kapasitet. Det er nettkonsesjonæren som gir tilknytning som har ansvaret for at avtalen overholdes. Nettselskapene og systemansvarlig må sørge for rutiner som sikrer likebehandling av produsenter som ønsker tilknytning med vilkår om nedregulering. Produsenten har ansvar for at inngåtte avtaler med nettselskapet ikke kommer i konflikt med inngåtte forpliktelser i markedet, eller tilbudte systemtjenester til systemansvarlig.

Hva er status?

Det finnes tekniske løsninger for struping av solkraft mot lokale spenningsmålinger i Norge i dag, et eksempel på et profilert produkt er Solar Gateway som er et egenutviklet produkt fra Solcellespesialisten [13]. For vekselrettere som er sertifisert etter EN50549-1 kan aktiv effektreduksjon mot settpunkt aktiveres manuelt via installatørens oppsettportal eller av vekselretterleverandøren ved oppgitt serienummer.

Eksempel på standarder som setter krav til kombinert Q(U)-kontroll og P(U)-kontroll er flere amerikanske stater (IEEE 1547-2018) og Australia [14], [15], [16]. I Tyskland har de i flere år hatt krav til 70 % begrensning for eksport i nettet – sommeren 2022 ble denne eksportgrensen fjernet for anlegg under 25 kW i lys av energisituasjonen, da det ble vurdert u hensiktsmessig å strupe solkraft mens en hadde behov for mer fornybar kraft i nettet [17].

De vanligste standardene det er satt krav til av norske netteiere er EN 50549-1 (stilles inn etter REN-blad 0342), og Tysk norm VDE-AR-N 4105. Europeisk norm gjelder, og er overordnet. Lokale normkrav, som REN eller VDE skal også være innenfor EN. Vekselrettere i tråd med disse standardene kan inneholde funksjonalitet for nettjenester, under er eksempler for aktiv effektregulering:

- Europeisk norm EN 50549-1 – som flere norske nettselskap setter krav til – sier at P(U)-styring er tillatt, men at det ikke settes krav til dette. Vekselrettere over 0,8 kW skal iht denne standarden være utstyrt med en fysisk inngang som kan benyttes for å motta et trigger-signal fra nettselskapet for utkobling innen 5 sekunder ved behov.
- Tysk norm VDE-AR-N 4105 krever, for anleggsstørrelser over 100 kW, ref kapittel 5.7.3, at vekselretter skal ha mulighet for å strupe aktiv effekt basert på et trigger-settpunkt fra nettselskapet. Utstyret skal reagere momentant, men med maksimumskrav satt til et minutt.

Norske nettselskaper setter ikke krav som utnytter den tekniske verktøykassen fullt ut hos vekselretterne. Nettselskapene må forholde seg til normkrav til vekselrettere som kommer fra EU, og kundene har rettigheter som kommer fra myndighetene. Netteiere kan ikke sette krav som ikke er i henhold til dette.

- I REN-blad0342 versjon 2.0 settes det krav om at vekselretter ikke skal utgjøre avvik iht FoL, og retningslinjer for hva vekselrettere skal gjøre når strøm- og spenningskvaliteten er utenfor grenseverdiene i FoL. Et eksempel på krav i REN-blader er en regulering av $\cos \varphi$ (P). denne funksjonaliteten gir omtrent det samme som Q(U) og ble foretrukket grunnet stabilitetsbetraktninger.

4.7.2.3.4 Power related control mode (Effektrelatert kontrollmodus)	Characteristic curve	Point	P/P _n	Power factor	
		1	0,0	1,0	
		2	0,5	1,0	
		3	1,0	0,9 _{overexcited}	

Figur 5: Reguleringskurve for $\cos \phi$ i avkrevd iht REN-blad 0342

- Det settes ikke krav til reduksjon av aktiv effekt mot settpunkt.
- Manglende bruk av dynamiske verktøy for å utnytte teknisk verktøykasse for solkraft. Flere netteiere forutsetter at solkraft vil eksporteres lik vekselretterstørrelse, og legger dette til grunn for nettplanlegging. Erfaring vi har fått oppgitt fra et nettselskap er at spenningen bruker å bli for høy der den beregnes for høy etter disse metodene. I flere tilfeller er det snakk om få problemtimer: De få timene på sommeren da det er svært lavt forbruk og svært høy produksjon.

Hvordan få økt utbredelse:

For å underbygge at den riktige tekniske verktøykassen blir tatt i bruk, må reguleringen og tekniske krav fra netteiere stadig oppdateres slik at det riktige incentivene for investeringer og drift gis for markedet til å ta i bruk premium-nivået etter hvert som det utvikles teknisk. Når det ikke settes krav, kan en heller ikke forvente at det bygges så lenge det koster mer. En kunne sett for seg to nivåer på krav, der krav til nettjenester som struping mot lokale spenningsforhold settes i områder der nettet har behov for det. Et riktig formulert krav bør settes i dialog med solenergibransjen for å finne de beste løsningene.

Ved høye krav til tilgjengelig generell verktøykasse hos vekselretter, kombinert med behovsbaserte krav til innstillinger som passer med lokale nettforhold, vil potensialet være tilgjengelig og fleksibelt for aktivering etter hvert som økte behov oppstår i tilknytningspunktet. Netteiere og andre beslutningstakere må derfor til enhver tid være oppdatert på teknisk tilgjengelig funksjonalitet og erfaringer som kan høstes fra andre land og regioner – dette vil kreve aktiv deltakelse i relevante nettverk. Ved å harmonisere arbeider mellom nettselskaper vil stordriftsfordeler oppnås, samtidig som arbeidet harmoniseres i tid og kvalitet mellom konsesjonsområdene [9].

IEA PVPS Task 14 peker i rapporten «PV as an ancillary service provider» [9] på at det bør utarbeides en internasjonal standard som på en kostnadseffektiv og sikkert måte setter krav slik at verktøykassen for nettjenester innarbeides i produktene – og at de ulike nettjenestene kan aktiveres/stilles inn remote etter hvert som fremtidige behov oppstår. I Tyskland måtte 300 000 invertere retrofittes fysisk i 2011 da en så at felles hard utkobling på 50,2 Hz ville true systemstabiliteten – noe som er en tungvint og kostbar måte å løfte verktøykassen på.

4. Implisitt fleksibilitet: Energistyring per bygg

Hva

Implisitt fleksibilitet er styring av forbruk for å redusere elementene som påvirker den vanlige strømreregningen iht tariff – fra nett- og strømselskap. Energiledet i nettleia lager insentiv for egenforbruk av solkraft ettersom det koster mer å kjøpe strøm fra nettet enn prisen en får betalt ved eksport. Effekttariffen utgjør et insentiv for å holde det samtidige forbruket nede. Ressursen ligger i fleksible laster som kan flyttes uten redusert ytelse/komfort på tjenesten

Hva er status

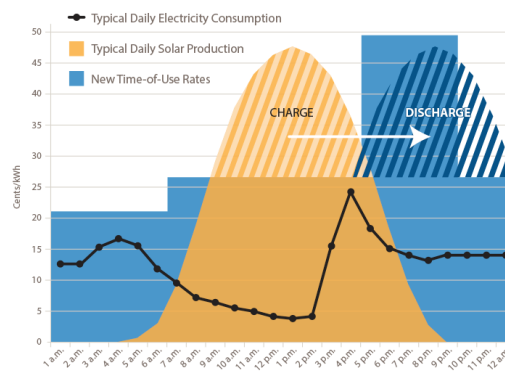
I privatkundemarkedet, godt hjulpet av nye effekttariffer fra 01.07.2022, har det etter hvert kommet mange produkter på markedet som gir kunder valgfrihet og mulighet til å knytte alle lastene opp mot styring og visning i felles app – med fullautomatisk regulering mot både spotpris og effekttariffer. Eksempelvis er Futurehomes strømkontroll og Homeys løsning mot privatmarkedet¹. For aktivering av fleksible laster er det laget retrofitløsninger for eksisterende anlegg gjennom eksempelvis smarte stikkontakter og releer. Nye produkter kommer i økende grad med integrert automatikk for deltakelse i slik styring. Eksempler på dette er enkelte nye utgaver varmtvannsberedere fra Oso og Høiax, panelovner fra eksempelvis Adax og Mill og elbilladere fra eksempelvis Zaptec og Easee.

I bedriftsmarkedet har det i mange år vært effekttariffer, og det er ikke uvanlig å plassere maksimalvoktere på effektkrevende og fleksible forbrukslaste som eksempelvis elkjeler. Tekniske løsninger finnes i leverandørmarkedet og er i dag forholdsvis lett tilgjengelige. Tradisjonelt lave effektkostnader bidrar til at slike typer tiltak og fokus på reduksjon av effekttopper blant driftspersonell i dag har begrenset utbredelse. Ettersom direkte egenforbruk av solkraft har vært en sentral del av forretningsmodellen for solkraft er mange solkraftverk i dag designet opp mot byggets egen lastprofil. Med økt lønnsomhet i solkraft opp mot alternativ spotpris velger flere og flere å designe anleggene ut fra full takutnyttelse, samtidig som det fortsatt eksisterer et insentiv for direkte egenforbruk.

Hvordan få økt utbredelse:

Det som driver inntektssiden i implisitt fleksibilitet er effekttariffer, energiledd og spotprisvariasjoner, utformingen av disse vil påvirke oppførselen til energistyringssystemer som er programmert for å redusere strømreregningen

- Spotprisvariasjoner sender et signal om at det er i samfunnets interesse å bruke solkraft i en aktuell time – og å redusere uttak en annen time. Flere av energitjenestene på markedet i dag som «lad når strømprisen er billigst» maksimerer forbruk av kraft i disse timene – selv om det kommer i konflikt med nye effekttariffer. Andre tjenester hensyntar hele tariffen i beregningen og balanserer dermed spotpris mot effekttopper. En kan spørre seg hvorvidt effekttariffene bør være statiske som i dag – uavhengig av lokale nettførhold og inneværende times kapasitet i nettet – da det legger en kappe over utnyttelsen av spotprisvariasjonene.
- Effekttariffer gir et økonomisk insentiv til å holde det samtidige effektforbruket nede. Jo dyrere effekttariff – jo bedre økonomi og interesse vil det være for effektstyring. Eksempelvis er i dag effekttariffen for lav til å lage grunnlag for lønnsomhet i batterier, og i mange tilfeller også for å investere i et effektstyringssystem.



Figur 6: Eksempel på implisitt energistyring. Kilde: Center for sustainable energy

¹ <https://stromkontroll.no/>

- Energiledd/ordninger skaper et insentiv for egenforbruk solkraft. I Tyskland er reguleringen lagt opp slik at det er tydelig lavere salgspris enn kjøpspris på strøm – dette har medført stor innovasjon og produktutvikling for løsninger for direkte egenforbruk av solkraft i hjemmet. Eksempelvis er det lett å få tak i en vaskemaskin som starter ved eksport i tyskland, mens det samme alternativet ikke er synlig hos norske forhandlere av hvitevarer. Den norske strømstøtteordningen har i praksis vært utformet slik at den gir insentiv for eksport av kraft i stedet for å insentivere egenforbruk av lokalt produsert kraft.

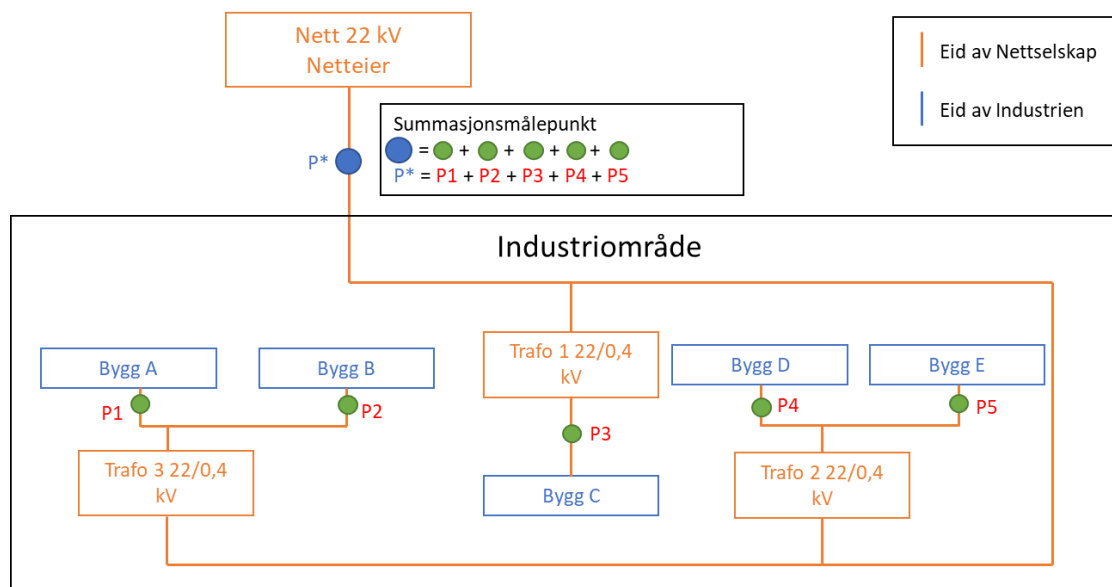
På kostnads- og beslutningssiden vil den fortsatte utviklingen av enkle, tilgjengelige, kostnadseffektive, digitale og skalerbare løsninger være viktig, som igjen henger sammen med markedsetterspørrel.

5. Implisitt fleksibilitet: Energistyring på områdenivå

Hva

Energistyring på områdenivå vil kunne være et kraftig virkemiddel for å gi insentiver til lokalt forbruk av solkraft og energiløsninger som bidrar til reduksjon og kontroll på effekttopper – spesielt innen segmentet industri/næring der potensialet er størst.

En prinsippsskisse for hvordan dette kan utføres er vist i Figur 7 – der Bygg A til E kan være en felles kunde, eller ulike kunder i eksempelvis et industriområde. Summasjonsmålepunktet P benyttes for å avregne effekttariff, energiledd og innmatingstariff for solkraft mot nettselskap: De fysiske AMS-målerne P1-P5 benyttes for å avregne strøm mot strømleverandøren. På denne måten har industriområdet som enhet insentiv for egenforbruk av lokalt produsert solkraft, og koordinert sammenlagingsfaktor på effektuttaket fra strømmettet – samtidig om det åpner for stordriftsfordeler. Resultatet er økt lønnsomhet i solcelleanlegg, styring av fleksible laster, og etablering av energilagring, som ofte vil være nødvendig for å utløse investeringene som skal til. Den eksemplifiserte løsningen for avregning gir valgfrihet for det enkelte bygg i å delta i det lokale energisamfunnet, samtidig som en har ivare tatt fritt valg av strømleverandør, unngår innestengte kunder, ivare tatt tradisjonelle grensesnitt og roller mellom nettselskap og sluttkunde, og sikkerhet i det som skjer mellom bygg.



Figur 7: Prinsippsskisse – Grensesnitt og oppsett for avregning ved områdebasert løsning

Hva er status

- Områdebaserte energisystemer er ikke noe som kreves tilbudt av nettselskaper med dagens reguleringsregime hos NVE, det er også en gråsone mot dagens regulering som hemmer utbredelse.

- EU i ferd med å implementere regelverk knyttet til lokale energisamfunn.
- Modell for deling av overskuddsproduksjon som har ligget til høring hos OED og antas iverksatt i 2023 bidrar til å løse insentiver for lokalt egenforbruk av solkraft ved at et solkraftverk kan virtuelt avregnes på tvers av målepunkter innenfor samme gårds- og bruksnummer. Samtidig medfører ordningen ingen måling/avregning/løsning knyttet til samlet effektforbruk, i tillegg til at avgrensningen per gårds- og bruksnummer sette klare begrensninger for områdeløsninger. Det betyr at det ikke vil være insentiver til å redusere de sammenlagte effekttoppene for et område eller på tvers av målepunkter innad i et gårds- og bruksnummer. Ordningen vil heller ikke bidra stort til å løse tekniske utfordringer knyttet til innmating av solkraft i strømmettet, i tillegg til flere andre viktige begrensninger med ordningen. Flere av utfordringene står fortsatt uløst, og det vil være behov for en ny og forbedret modell dersom en ønsker også å adressere disse utfordringene.

Hva må til for økt utbredelse?

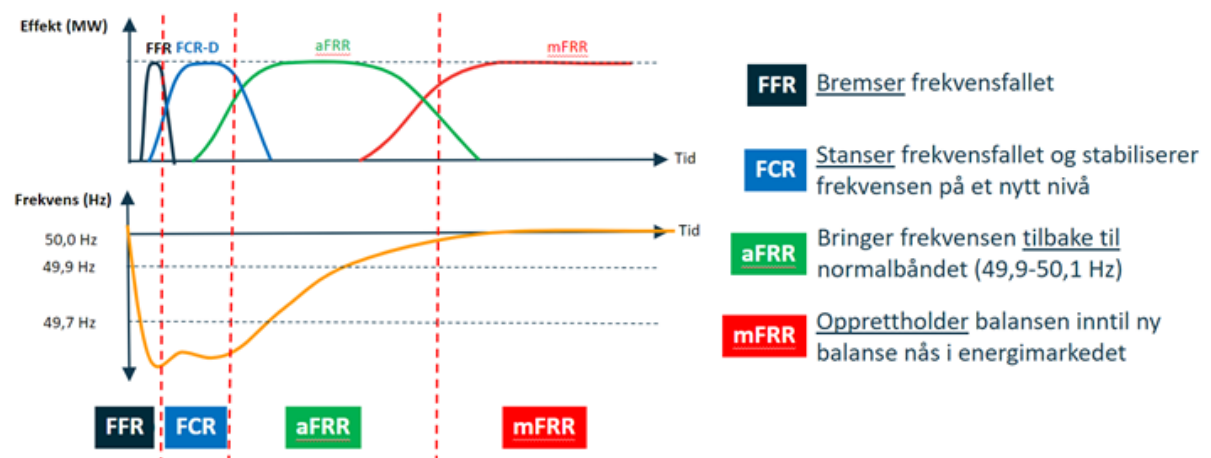
- Endret regulering, tillates i tilfeller der det er samfunnsøkonomisk rasjonelt og det kan dokumenteres en reell effektbesparelse som er vesentlig høyere enn summasjonsmåleeffekten som kommer av å slå sammen avregningspunktene mot nettselskapet. I mellomtiden må det være raskt og forutsigbart å få dispensasjon, og at tidshorizonten gjøres tilstrekkelig lang til at utbygger får mulighet til å få tilbakebetalt investeringen. Det vil også være nødvendig å etablere en teknisk løsning i Elhub som er tilrettelagt for formålet – uten behov for manuell prosesser eller ikke-standardisert avtaleverk mellom kunde, netteier og strømleverandør.

6. Eksplisitt fleksibilitet – Solkraft deltar i Statnetts fleksibilitetsmarkeder

Hva

Statnetts reservekraftmarkeder benyttes for å holde frekvensen i kraftsystemet tilnærmet lik 50 Hz, de aktiveres etter behov når uplanlagte hendelser oppstår. Figur 7 gir oversikt over de 4 ulike markedene, funksjonen til hvert marked, og hvor de ligger på tidslinjen ved frekvensavvik. Det gjelder generelt at det er størst betalingsvilje for de raskeste reservene. Markedene kan i prinsippet både fungerer OPP og NED. OPP betyr at frekvensen faller og ønskes OPPregulert – behovet løses ved å redusere last. NED-markedene betyr at frekvensen øker og ønskes NEDregulert – behovet løses ved å redusere produksjon eller øke last. I NED-markedene kan solcelleanlegg spille en rolle ved å koble ut produksjonen basert på integrert automatikk i vekselretteren.

Markeder for NEDregulering vil kunne bidra til økt lønnsomhet i spesielt storskala solkraftanlegg.



Figur 8: Statnetts reservemarkeder – formål og dekningsområde per marked som funksjon av aktiveringstid [18]

Status

Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

Det er per i dag ikke etablert markeder for NEDregulering av frekvens. Det eksisterer i dag bare markeder for FFR OPP. FCR OPP antas lansert ila 2023.

Hva må til for økt utbredelse?

Etablering av markeder for NEDregulering og at disse utformes slik at solcelleinstallasjoner kan delta i ordningen.

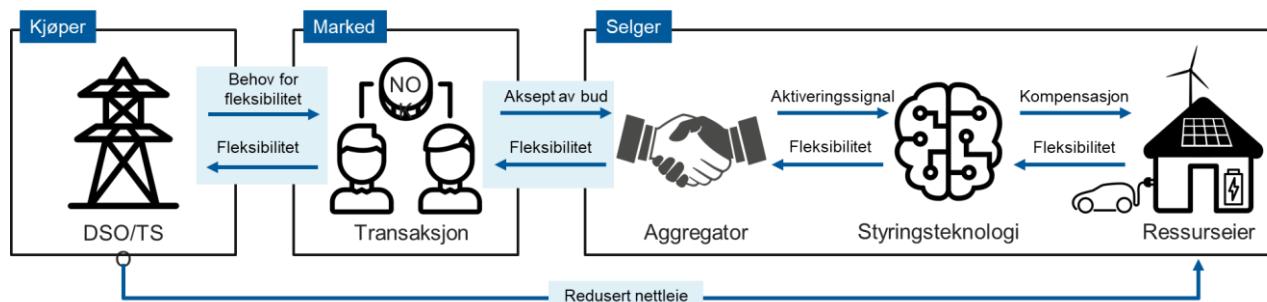
7. Eksplisitt fleksibilitet – Solkraft deltar i lokale fleksibilitetsmarkeder

Hva

Lokale flaskehalsmarkeder benyttes for å løse lokale utfordringer i kraftnettet. Eksempel på dette er:

- Bilaterale avtaler mellom nettselskap og sluttkunde. En undervariant av dette er tilknytning av hele eller deler av effektkapasiteten på vilkår. Når vilkårene ikke er oppfylt, plikter sluttbruker å redusere uttaket iht avtale.
- Markeds plass for kjøp og salg av lokale fleksibilitetsressurser. Nettselskapet melder inn behovet i et marked der det beste budet som matcher forespørselen vinner avtalen i hvert enkelt tilfelle.

Etter hvert som andel solkraft øker i kraftmiksen vil det kunne oppstå behov for NEDreguleringstjenester. Det som ikke løses gjennom vanlige innstillinger for nettjenester levert fra vekselretter, kan trigges ved behov gjennom lokale fleksibilitetsmarkeder



Figur 9: Verdikjede for handel av sluttbrukerfleksibilitet. Kilde: Haugaland Kraft Energi

Status

Det er ikke etablerte lokale markeder i dag for kjøp og salg av fleksibilitet, men det pågår flere pilotprosjekter der verdikjeden demonstreres gjennom reelle kjøp og salg av fleksibilitet. Eksempeler på prosjekter er Norflex, Mikroflex, HKE Pilot Utsira, og Smart Senja. Norflex-prosjektet har testet koordinering mellom lokale markeder og Statnetts sentralmarkeder [19]. Pilot Utsira-prosjektet ledet av Haugaland Kraft Energi tester både bud for OPP- og NEDregulering ettersom Utsira er selvforsynt på kraft og det oppstår lokal spenningsproblematikk når solen skinner og vinden blåser samtidig. Det er i dag ikke stort behov for NEDreguleringstjenester i det norske markedet – men behovet vil øke med mengden variabel kraftproduksjon inn på strømnettet. Solkraft vil imidlertid sammen med lagring og energistyringsystemer – der alle disse gjensidig bidrar som drivere for hverandre, kunne delta i helhetlige energisystemer som også vil kunne levere OPPreguleringstjenester.

Bilaterale avtaler mellom nettselskap og sluttkunde har vært en etablert praksis i mange år, typiske deltakere har vært kraftkrevende kunder der en får mye verdi og kontroll per kontrakt.

Avtaler med tilknytning på vilkår eksisterer i markedet i dag, men de er ofte uattraktive for sluttbruker grunnet sammensetning av vilkår, og måten de tekniske løsningene er satt opp på.

Hva må til for økt utbredelse?

I følge en rapport fra Energi Norge i 2021 (Bruk av fleksibilitet i nettselskap 2021) [20] der de gjennom intervju av flere nettselskaper undersøkte hva som skulle til for at nettselskap starter med en mer utstrakt bruk fleksibilitet i Norge, viste undersøkelsen at markedsbaserte fleksibilitet ikke er en del av den ordinære driften, men at de gjennom avtaler med kunder på utkoblbar tariff eller tilknytning av nye kunder på vilkår om redusert forsyning eller utkoblbar tariff har utsatt eller redusert investeringer.

Nettselskapene pekte i rapporten på flere regulatoriske og tekniske barrierer og en uavklart oppgavefordeling mot Statnett, som de mener står i veien for utviklingen av en markedsbasert fleksibilitet. Hovedpunktene kan oppsummeres slik:

- Inntektsrammereguleringen, hvor kjøp av fleksibilitet er en driftskostnad
- KILE-ordningen kan gjøre at nettselskap er avventende med å ta risiko knyttet til å ta i bruk nye virkemidler som fleksibilitet
- Statnett håndterer flaskehals i regionalt distribusjonsnett med produksjonsreserver
- Kultur for tradisjonelle nettinvesteringer
- Kunnskapsmangel om hvordan fleksibilitet kan tas i bruk og mangel på erfaring med fleksibilitetsressursen er tilgjengelig når den skal brukes
- Et ønske om proaktiv kartlegging av netttutfordringer som kan løses med fleksibilitet og en kartlegging av fleksibilitetsressurser (forlengelse av RKSU)
- Et ønske om felles retningslinjer for kartlegging som kan legge grunnlag for standardisering som igjen gir grunnlag for fleksibilitet på tvers av områder
- Det ble også pekt på manglende kundebevissthet og kommunikasjonssystemer for å ta i bruk fleksibilitet i nettplanlegging og drift

Oppsummert er det behov for flere ulike løsninger for å øke bruken av fleksibilitet. Nettselskapene trenger alle løsningene, for å utnytte nettet mest mulig effektivt, siden de ulike løsningene utfyller hverandre mer enn å utkonkurrere med hverandre, ved å berøre forskjellige områder og problematikker.

Utviklingen av neste generasjon drift av strømmettet kommer til å åpne et vell av muligheter for mer effektiv nettdrift og et tettere samspill mellom nettselskap og sluttbruker. Et eksempel på et lovende forsknings og innovasjonsprosjekt er NextGrid (fra 2022, 125 MNOK totalbudsjett, 18 partnere) som basert på en digital og databasert tilnærming skal utvikle løsninger for å forberede nettselskapenes driftssentraler for neste generasjons nettdrift. I dette prosjektet skal nettselskapene i samarbeid med leverandørindustrien utvikle verktøyene en trenger for å presse nettet til randen på en trygg måte, noe som sammen med nye forretningsmodeller anses nødvendig for å imøtekomme den nye energihverdagen med mer distribuert kraftproduksjon, elektrifisering og muligheten som ligger i sluttbrukerfleksibilitet [21].

For å få volumet av fleksibilitet opp kan aggregatorer spille en stor rolle ved at husholdningskunder og andre små kunder (under 1MW) aggregeres og tilbys som et produkt fra en tredjepart som har inngått avtale med flere småkunder.

Prosjekter som demonstrerer tekniske løsninger og finner forretningsmodeller i samspill mellom nettselskap og sluttbruker, og er utformet slik at de vellykkede løsningene kan skaleres og tas ut i markedet raskt, vil være sentrale for veien videre. Sett fra sluttbrukers side, er det i dag uklarerheter knyttet til betalingsviljen til nettselskapet for å tilby sluttbrukerfleksibilitet på markedet – noe som hemmer investeringer ettersom forretningsmodellen er uklar/ ikke går opp.

Det vil også være viktig å utarbeide juridiske avtaleverk der interesseområdet og behovene til nettselskap og sluttbruker overlapper. Det kan eksempelvis omhandle hvor mye effekten skal tas ned og hvor lenge det skal vare, og at det kan løses ved fullautomatiske løsninger som kan spille på lag med og gi merverdi fra sluttbrukers eksisterende energistyringssystemer.

8. Kunden velger å installere mindre solkraftanlegg/ redusert størrelse på vekselretter

Hva

Vekselretter/solcelleanlegg neddimensjoneres slik at maksimumsgrensen som kan eksporteres til nettet reduseres permanent. Det er to undertilfeller av dette:

1. Neddimensjonering av vekselretter. Eksempelvis å installere en 7 kW omformer på et 10 kWp solcelleanlegg.
2. Neddimensjonering av hele solcelleanlegget.

Status

Økonomisk dimensjonering av solcelleanlegg der vekselrettestørrelsen er lavere enn produksjonskapasiteten til solcellepanelene (ca 20 % lavere) er vanlig praksis i dag. Dette medfører at effekten som eksporteres til strømmettet maks vil være 80 % av solcellepanelenes produksjonskapasitet, som kan sammenlignes med å la noe vann renne over magasinet når det er høy vannføring. Tidligere studier [8] viser at å begrense innmatet effekt med 70 % av merkeytelsen til anlegget fører til et tap av energiproduksjon på 2-5 %. Redusert størrelse på solcelleanlegg for å redusere utfordringer er et mye brukt virkemiddel i dag – det er eksempelvis bare iht REN-blad lov å installere 16 A produksjonskapasitet for 1-fase solkraftanlegg, noe som tilsvarer 3,6 kW anlegg.

9. Nettförsterkning – Bytte til kabler, trafoer etc. med økt ytelse

Hva

Ved melding om installasjon av produksjonsanlegg foretar netteier en beregning av nettet som viser om nettet kan håndtere den forventede produksjonen. Utfallet av denne beregningen vil danne grunnlag for hvor langt tilbake i forsyningsvegen til kundepunktet man eventuelt må gjøre oppgraderinger eller se på andre tiltak. Nettförsterkninger er en varig kapasitets- og kvalitetsøkning av nettet, men vil i noen tilfeller utløse anleggsbidrag for tiltakshaver og vil i de fleste tilfeller ta et sted mellom 6 til 18 måneder å få realisert.

Dersom den lokale produksjonen er av en størrelse som faller inn under plusskundeordningen og kunde dimensjonerer sitt produksjonsanlegg for eksisterende OV kan ikke nettselskapet kreve anleggsbidrag uavhengig av om nettet trenger försterkninger. Tilfellet gjelder alle prosumenter, ikke bare plusskunder. Men det finnes unntak blant annet i FoL §3-6 som omhandler spenningsusymmetri og at denne ikke kan overstige 2 % målt som et gjennomsnitt over 10 minutter. Da kan en-fase vekselretter for eksempel benyttes, men for produksjon som medfører fasestrømmer over 16 A bør det benyttes en tre-fase inverter som fordeler produksjonen symmetrisk over samtlige faser. Tradisjonelle metoder for å løse spenningsproblemer i distribusjonsnettet er opplistet i tabell 3 under:

Tabell 4: Trappetrinnsmodell for typiske tiltak for nettinvesteringer – avhengig av spenningsnivå

Tiltak	Kommentar	Kost
230 V	Øke tverrsnitt i luftnett eller kabelnett på korte strekninger, typisk fra hus til nærmeste knutepunkt i lavspent stamnett (kabelskap). Løser de fleste tilfeller mot privatsegmentet.	Lav
400 V	Oppgradere IT-nett til 400 V TN-nett. Medfører skifte til enten 3-viklingstransformator eller helt ny nettstasjon. Alternativet omfatter også ombygging av installasjon hos kunde. Krever 4-leder kabel eller linje.	Høy
1000 V	Krever installasjon av enten 2 stk. trafoer, eller 1 stk. trafo og bytte av eksisterende distribusjonstrafo med 3-viklingstransformator. Kortslutningsnivå heves i liten grad. Hos noen nettselskap, gjerne nær kysten med mye sand og salt ifm. Hardt klima, kan det være at ny ekstraisolert luftledning bør vurderes. Dette på grunn av spenningsnivået nå ligger tett opp mot kabelens isolasjonsnivå på 1kV, og påfølgende fare for isolasjonssvikt.	Medium
11-22 kV	Ny høyspentlinje eller kabel føres frem til ny nettstasjon nær kunden. Teknisk sett den beste løsningen, spesielt mht. bedring av kortslutningsytelse, men er også den dyreste og mest permanente løsningen.	Høy

Status

Nettförsterkning er det netteier har mest kunnskap om og det er en kultur for at dette er «eneste og beste» løsningen. Dessuten gir inntektsrammereguleringen nettselskap insentiver til å investere i nett. Imidlertid ser det ut til å gå på bekostning av insentiv til å ta i bruk for eksempel fleksibilitet. Kjøp av fleksibilitet er en driftskostnad og nettselskapene blir belønnet for å ha så lave driftskostnader som mulig, mens de har gode insentiver til å investere. Dette er en medvirkende årsak til at nettselskap typisk velger investeringer for å løse for eksempel kapasitetsproblemer i nettet. Nettselskap har også sterke insentiver til å unngå avbrudd gjennom KILE-ordningen, i tillegg spiller leveringssikkerhet, leveringspålitelighet, leveringskvalitet og andre elementer inn i

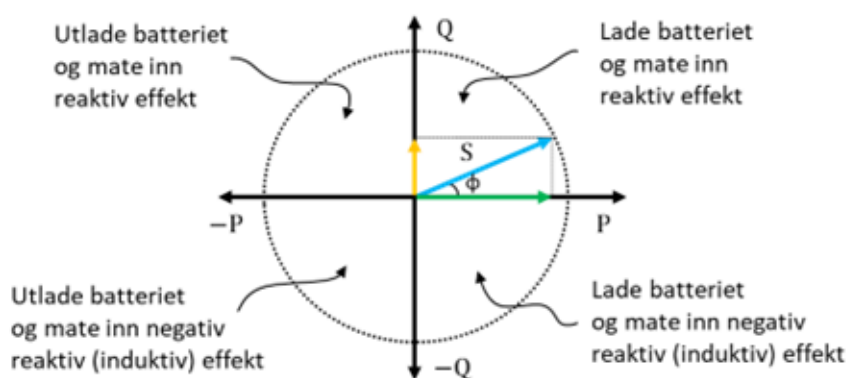
Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

vurderingene. Dette gjør nettselskap risikoaverse når det gjelder å ta i bruk nye virkemidler, som fleksibilitet.

10. Bruk av batterisystemer i lavspenningsnett på netteiers side av måler

Hva

Batterisystem er et (midlertidig) alternativ til tradisjonelle nettforsterkninger, og vil i noen tilfeller være samfunnsøkonomisk rasjonelt. Et batterisystem består av et batteri og en kraftelektronikkbasert omformer. Omformeren vil vekselrette spenningen fra batteriet og styrer strømmen som flyter mellom batteri og nett. Selv om det er strømmen som styres, så vil det i praksis bety at omformeren dikterer både aktiv og reaktiv effektlyt inn og ut av batterisystemet så lenge spenningen er innenfor hva som er definert som normal operasjon for omformeren. Man kan slik påvirke nettspenningen ved å endre på de aktive og reaktive effektlytene til og fra batterisystemet. Både den aktive og reaktive effektlyten vil kunne påvirke nettspenningen, men batteriet vil derimot ikke belastes med den reaktive effekten. Den håndteres i sin helhet av omformeren. Dette vil bety at et batterisystem kan tilby reaktiv effekt uten at det påvirker ladestatus til batteriet. Alternativt så kan batterisystemet mate inn reaktiv effekt til nettet samtidig som den lader eller utlader batteriet, se figur 10.



Figur 10: Firekvadrantisk drift av omformeren i et batterisystem.

Et batterisystem kan levere eller forbruke aktiv og/eller reaktiv effekt (symmetrisk eller usymmetrisk per fase) og dermed påvirke flyten og symmetrien av aktiv og/eller reaktiv effekt i kraftsystemet. Dette påvirker egenskaper i kraftsystemet som spenning, strøm, tap, usymmetri og så videre. Batterisystem kan gi:

- Individuell nytte til ulike aktører i kraftsystemet (for eksempel nettselskap, produsenter, kunder, markedsaktører og tjenesteleverandører);
- Kollektiv nytte for alle aktører og for samfunnet generelt gjennom å bidra til et bærekraftig, klimavennlig, robust og økonomisk gunstig kraftsystem med høy forsyningssikkerhet.

Status

For netteier er bruk av batterier foreløpig kun aktuelt i spesielle tilfeller og det er ikke bare at kostnaden foreløpig fremdeles er høy sett i forhold til tradisjonell utbedring av nettet, men også fordi det regulatorisk er utfordringer med eierskapet av batterisystemet. De siste årene er det flere spennende FOU-prosjekter som er gjennomført eller pågår nå rundt nettnytteverdien av bruken av batterisystemer i lavspenningsnett. Blant annet IDE-prosjektet som testet med gode resultater å bruke batterisystemer med beskjedne batteripakker til å samle fasespenningene i lavspenningsnett.

Hva må til for økt utbredelse?

Det er en pågående diskusjon hvorvidt netteier bør eie batterier. For at et kraftmarked skal være effektivt må det være et klart skille mellom monopolregulert og konkurranseorientert virksomhet. Et viktig prinsipp er dermed at nettselskapene ikke skal påvirke kommersielle markeder, altså konkurrere med kommersielle aktører. NVE skriver på sine nettsider: «Et sentralt argument mot å tillate at nettselskap eier batterier er at det kan føre til at installasjon og bruk av egne batterier

Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet

favoriseres fremfor andre fleksibilitetsløsninger. Krav om at batterier bør eies av tredjepart vil sikre teknologinøytralitet og redusere mistanke om kryss-subsidiering og rolleblanding.»

Nøytralitetskravet i reguleringen tilsier at nettselskap ikke skal ta del i konkurranseutsatt virksomhet, og batterier kan i utgangspunktet kun eies og driftes av kommersielle aktører. Unntaket er hvis det er fullt integrerte nettvirksomhetskomponenter som regulatoriske myndigheter har gitt egen godkjenning til. Men innen få år kan rimelige batteriløsninger være gunstige tilleggsinvesteringer og dermed også benyttes som et verktøy i opsjonsanalyser i reinvesteringsvurderinger for netteier og det er flere tilbydere som etablerer seg og posisjonere seg for dette markedet.

11. Spenningsregulering i lavspentnettet på netteiers side av måler

Hva

Spenningsregulering er ikke veldig utbredt som alternativ til tradisjonelle metoder. Det finnes flere grunner til dette, men ønsket om pålitelighet og konservativ tankegang er trolig de vesentligste årsakene til at mange nettselskap fremdeles velger tradisjonelt. Tyskland er – sett ut fra tiden der all energi ble produsert sentralt og distribuert nedover til kundene – et land med bra distribusjonsnett og lite spenningsproblemer. I dag er imidlertid situasjonen snudd på hodet, og kraftproduksjon blir i økende grad flyttet og desentralisert ut i distribusjons-nettet. Rapporten 'Moderne Verteilernetze für Deutschland' konkluderer langt på vei med at de fleste problemene som oppstår på grunn av distribuert kraftproduksjon er spenningsrelaterte. Den største utviklingen av alternativ teknologi ser vi derfor nå i Tyskland.

I de tilfellene hvor problemene er termisk relatert, er kun tradisjonell kabeloppgradering mulig løsning på problemet. For spenningsregulering i lavspent distribusjonsnett er det to hovedgrupper produkter på markedet: 1) regulerbar distribusjonstransformator og 2) serieregulator plassert et stykke ut i radiale nett.

- I. **Spenningsregulering med autotrinnede nettstasjoner.** «Autotrinnede nettstasjoner er nettstasjoner som har fordelingstransformatorer med on load tap changers (OLTC), den samme teknologien som er vanlig på krafttransformatorer. Disse nettstasjonene kan regulere spenningen ut til lavspenningsnettet, og f.eks. øke denne vinterstid når spenningen er lav, og redusere denne sommerstid når spenningen er høy. Det er flere nettselskap i Norge som tester denne teknologien, blant annet Helgeland Kraft Nett, Ringerikskraft og Elvia» [22]
- II. **Spenningsregulering med serieregulatorer.** «Serieregulatorer er ofte også omtalt som spenningsboostere. Dette er en type teknologi som har vært benyttet en del tidligere for å kompensere for store spenningsfall i svake grisgrendte nett. Serieregulatoren installeres et stykke ut i lavspentnettet på radialer med for stor spenningsvariasjon, og så reguleres spenningen opp eller ned ut fra serieregulatoren. Enkelte av de tidligere benyttede regulatorene kun kan brukes til å regulere spenningen opp, ikke ned. Det er tilgjengelig utstyr som kan regulere spenningen både opp og ned.» [22]

Hva må til for økt utbredelse?

Kostnaden med en spenningsregulator ved nettstasjonen eller en serieregulator lenger ute i radialen er høyere enn enkle nettutbedringstiltak og lavere enn å bygge en ny høyspent nettstasjon (ref. tabell 3). Spenningsregulator er derimot en ganske rask løsning dersom komponentene er tilgjengelig hos leverandør og er dermed svært aktuelle midlertidige virkemidler i påvente av tradisjonell nettutbygging. Dersom det fra en nettstasjon går to eller flere radialer og kun den ene har spenningsutfordringer kan styringen av en autotrinnet transformator være utfordrende og man må ha gode beregninger for impedansene i nettet. En spenningsbooster som plasseres et stykke ut på radialen krever en spenningsvariasjon på maks \pm ca 17% for å kunne klare å heve eller senke spenningen til 230 V.

Det er ikke mange norske leverandører for dette markedet, men de opplever en økt etterspørsel nå som solcelleanleggene for alvor har begynt å komme. Dette er en løsning som (foreløpig) ikke mange kjenner til og er dermed fortsatt et nisjemarked, men de norske leverandørene blir sett på som meget dyktige med installasjoner i hele Europa.

12. Styrket overgang fra IT-nett til TN-nett

Hva

Ombygging av elektriske anlegg fra IT/TT Nettsystem til TN nettsystem. Krever bytte av trafo i nettstasjon hos netteier, og ombygging av kundens hovedfordeling.

En særnorsk problemstilling er at omtrent 70 % av nettsystemene våre er IT-nett. Netteierne oppgir at de har langt mer utfordringer med spenningskvalitet i områder med IT-nett enn i områder med TN-nett. TN-nett har generelt fordeler med mindre spenningsvariasjon, mindre usymmetri, enklere å løse EMC-problematikk og lavere nett-tap. I tillegg er det mange fordeler å hente i tilgjengelige produkter på markedet. NVE-eksternrapporten «Nettkundenes nytte av en oppgradering av lavspenningsnettet» [23] påpeker at elektrisk utstyr som produseres på verdensmarkedet tilpasses i liten grad til det norske IT-systemet. Særlig er det utfordrende med trefaseutstyr, som krever tilpasninger før bruk i Norge. Enten må utstyrsleverandøren sørge for ombygging til enfase, utruste utstyret med skilletransformator eller kreve at strømforsyningen legges til rette for utstyret. Slike tilpasninger utløser kostnader i verdikjeden som ender opp hos sluttbruker. Eksempel på utstyr som rammes er hurtigladere for elbil, varmpumper, batterier og solcelleanlegg. Rapporten vurderte at flere av fordelene med overgang til TN-nett ikke hensyntas tilstrekkelig i regulering av nettselskaper. Forskrift om leveringskvalitet stiller ikke krav om TN-nett, og det er ingen deler av innteksreguleringen som premierer nettselskapene økonomisk for å tilby TN-nett til sine kunder. Kunder som krever TN-nett til anlegget må i gjeldende regulering betale anleggsbidrag.

Hva må til for økt utbredelse?

Utbredelsen av solkraft legges til en allerede lang liste over viktigheten av overgang til TN-nett – og i dagens regulering er nettkundenes nytte svakt vektlagt i netteiers beslutningsunderlag. Rapporten «Nettkundenes nytte av en oppgradering av lavspenningsnettet» [23] vurderte at flere av fordelene med overgang til TN-nett ikke hensyntas tilstrekkelig i regulering av nettselskaper. Forskrift om leveringskvalitet stiller ikke krav om TN-nett, og det er ingen deler av innteksreguleringen som premierer nettselskapene økonomisk for å tilby TN-nett til sine kunder. Kunder som krever TN-nett til anlegget må i gjeldende regulering betale anleggsbidrag. Foreslåtte tiltak var å

1. Endre kostnadsindikatoren i innteksreguleringen som utilsiktet kan hindre nettselskap i å velge TN-nett
2. Direkteregulere at TN-nett skal velges i nye områder
3. Inkludere nytten av TN-nett for nettkunder i innteksreguleringen slik at den blir hensyntatt ved reinvesteringer

5 Diskusjon

Beregningen fra notatet «Vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett» estimerte *innmatingskapasiteten* i lavspenningsnett til å være ca 31 GW, som tillater ca 22 TWh innmatet kraft i grensesnittet mellom netteier og sluttbruker. 22 TWh er omtrent 1/3 av det estimerte tekniske potensialet for solproduksjon fra tak og fasader på 66 TWh. Samtidig er innmatet kraft og lokalt produsert kraft to helt forskjellige ting – det finnes mange tekniske løsninger som gjør at tilknyttet kraftpotensiale langt kan overstige innmatet kraft i dimensjonerende tilfelle slik at nettets tåleevne blir ivaretatt til enhver tid. Ved bruk av den tekniske verktøykassen vil *produksjonskapasiteten* for solkraft langt overstige *innmatingskapasiteten* for solkraft i nettet.

Det naturlige hovedgrepet som gir netteier nødvendig kontroll i sitt grensesnitt samtidig som det er enkelt og billig å gjennomføre vil være gjennom nettjenester fra sluttbrukers vekselretter som regulerer/struper innmatningen til nettet mot lokale spenningsforhold i nettet. Etter dialog med Glitre Energi nett v/ Rolf Håkan Josefsen er en kombinasjon av Q(U) og P(U) fremhevet som interessante tiltak i oppsummeringen som gitt i Tabell 2. Å sette maksimumsgrense for tillatt eksport er en tysk løsning som flere vurderer som interessant i en norsk kontekst, den er også medtatt i lista.

Risikoen for tapt verdi for solproduksjon er nå veltet over på sluttkunden, som kan begrense sitt tap gjennom å investere i utstyr for implisitt fleksibilitet: Eksempelvis å øke direkte egenforbruk av solkraft ved å flytte på tidspunktet der varmtvannsberederen og elbilladeren forbruker strøm, eller alternativt ved å redusere størrelsen på sitt solcelleanlegg. Sluttkunden er allerede vant med risiko for timer med 0-verdi av solproduksjon da det er en kjent sak at spotprisen er 0 i enkelte timer, og risikoen for tapt produksjon grunnet lokale spenningsforhold vil være et ekstra punkt på den listen.

På den andre siden vil det kunne oppleves uheldig og urettferdig for sluttbruker dersom netteier ikke har insentiv i det hele tatt til å maksimere utnyttelsen for innmating i eksisterende nett – ettersom det vil finnes tilfeller der rimelige grep på nettsiden gir samfunnsmessig kost/nytte og bidra til at strupet solkraft i en radial blir unødvendig – eksempelvis tilfeller der en mindre nettinvestering eller smartere spenningsregulering kan gjøres på netteiers side for å løse problemet og det er flere solcellekunder på samme radial. For å oppnå målet om å forløse så mye solkraftkapasitet som mulig samtidig som en unngår dyre nettinvesteringer vil det være hensiktsmessig om fornuftige tiltak utføres samtidig på både nettsiden og sluttbrukersiden på en behovsbasert måte og i tråd med overordnede kost/nytte-vurderinger. Dersom solkunden eksempelvis tilknyttes først med strupefunksjonalitet, vil netteier deretter kunne innarbeide sine tiltak i en langsiktig plan som gir solkunden kort ventetid og netteier en mer forutsigbar og fornuftig planleggingshverdag. Norge må modernisere nettet også av andre grunner, eksempelvis elektrifisering for å nå klimamål – og for å etablere fremtidsrettet industri og næring som verdiskaping. Hvordan kan en bidra med insentiver slik at de riktige samfunnsøkonomiske tiltakene gjøres samtidig på både sluttbrukers og netteiers grensesnitt? Slike spørsmål inngår i en egen studie på forslag til regulatoriske grep som inngår i hovedprosjektets sluttrapport.

Studien og de foreslåtte tekniske tiltakene belyser det faktum at det ikke bare er solkraft som inngår i sluttbrukers energisystem – og at det også vil være potensiale knyttet til øvrig sluttbrukerfleksibilitet som kan bidra til spenningsregulering, frekvensregulering og reduserte effektopper. I tillegg må netteiers innstilte spenning i en radial gjøres ut fra to hensyn som hver reduserer handlingsrommet for det andre: Skal jeg stille inn høy sommer-spenning for å tåle belastningen fra Hansens elbil, eller lav spenning for å tåle innmatningen fra Nilsens solcelleanlegg? Alle disse tilfellene og mulighetene henger sammen teknisk sett – dermed er både krav til maksimalt uttak fra nettet og øvrige fleksibilitetsavtaler mellom sluttbruker en del av den helhetlige og relevante tekniske verktøykassen som kan maksimere utnyttelsen av eksisterende nett – og alle disse tiltakene bør ses på sammen. Det tekniske potensiale som ligger i fleksibilitet utnyttes i liten

grad i dag. Dersom denne skal utløses til nytte for distribusjonsnett og netteier vil det være behov for utvikling av markeder og andre rammebetingelser for å få utløst denne fleksibiliteten.

Teknisk sett bør krav stilles i grensesnittet mellom nettselskap og sluttbruker, og krav bør være dynamiske/koblet mot reelle behov i nettet for å maksimere utnyttelsen av nettet. Netteier vil ikke merke forskjell på hvilken kilde (asset) som bidrar med sluttbrukerfleksibilitet – dermed bør ikke netteier eller samfunnet sette krav til type teknologi, men heller sette funksjonskrav i grensesnittet, slik at de tekno-økonomisk riktige tiltakene vinner frem i hvert sluttkunde-prosjekt. For å få økt lønnsomhet i tiltakene må sluttkundene få god rådgivning om investeringsbeslutninger og hvordan assetene kan bruke lokalt og i markedssamspill med DSO – TSO, i tillegg vil det være sentralt med Kunnskap på innkjøper (DSO - TSO) - og leverandørsiden.

Videre vil det være viktig det for krav skilles mellom absolutte og betingede krav: Eksempelvis kan en se for seg at alle kan installere solcelleanlegg opp til en minimumsstørrelse som er satt med tanke på nettsonen installasjonen ligger i – men at en må ha funksjonalitet for dynamisk struping dersom et solcelleanlegg over en kW-terskel skal overstiges.

Generelt er det viktig å kunne spille på en stor verktøykasse, som i kombinasjon kan løse de ulike og varierte utfordringene i strømmettet. Eksempelvis vil ikke fleksibilitetsmarkeder som gjelder et større område være løsningen på svært lokale spenningsutfordringer. Mange av løsningene kan og bør spille sammen for en komplett verktøykasse.

Til sist er det viktig å tenke på sluttbrukers tekniske grensesnitt mot både lokal netteier og balanseansvarlig i sentralnettet. Statnett frykter at Den voksende andelen sol og vind inn i kraftsystemet truer frekvensstabiliteten i Norden allerede om fire år, om vi ikke gjør noe i dag [11]. Teknisk sett kan utfordringene stort sett gjøres parallellt og samtidig grunnet tidsoppløsningen i markedene og det faktum at teknisk utstyr kan tilby flere tjenester samtidig. Den tekniske verktøykassen gir et stort mulighetsrom for å bidra til løsning i begge disse grensesnittene.

6 Konklusjon

Det er fullt mulig å oppnå en høy andel solkraft i nettet – også i det norske – uten at dette behøver å medføre høye samfunnsmessige kostnader. Dette demonstreres og sannsynliggjøres av landene rundt oss, og av en internasjonal solenergibransje som har vist evne til å utvikle de teknologiske løsningene som kreves ved stadig høyere andel solkraft i energimiksen.

Beregningen fra notatet «Vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett» estimerte *innmatingskapasiteten* i lavspennet distribusjonsnett til å være ca 31 GW, som tillater ca 22 TWh innmatet kraft i grensesnittet mellom netteier og sluttbruker. 22 TWh er omtrent 1/3 av det estimerte tekniske potensialet for solproduksjon fra tak og fasader på 66 TWh. Samtidig er innmatet kraft og lokalt produsert kraft to helt forskjellige ting - det finnes mange tekniske løsninger som gjør at tilknyttet kraftpotensiale langt kan overstige innmatet kraft i dimensjonerende tilfelle slik at nettets tåleevne blir ivaretatt til enhver tid. Ved bruk av den tekniske verktøykassen vil *tilknytningskapasiteten* for solkraft langt overstige *innmatingskapasiteten* for solkraft i nettet.

Notatet inneholder rundt 10 beskrevne tiltak i den tekniske verktøykassen som alene og i kombinasjon kan benyttes for å avhjelpe, samtidig som de øker handlingsrommet for solkraft. Blant overskriftene er:

- Nettjenester fra veksleretter
- Sluttbrukerfleksibilitet, fra kilder som elektriske varmtvannsberedere, elektrisk gulvvarme, varmepumper, elbiler og termiske og elektriske batterier.
- Områdebaserte energisystemer / Lokale energisamfunn
- Batterier i lavspennetnett
- Spenningsregulering i lavspennetnett (netteier)
- Styrket overgang fra IT/TT nettsystem til TN nettsystem

Resultatet av å ta i bruk den tekniske verktøykassen er kort fortalt at det norske solkraftpotensialet kan bygges ut og tilknyttes eksisterende nett. En andel av produksjonen vil da i praksis strupes, men samtidig kan struping fortløpende kompenseres/reduceres eksempelvis ved tiltak for økt lokalt direkte forbruk av solkraft, og at netteier i de tilfeller det er samfunnsøkonomisk rasjonelt gjør tiltak på sin side av grensesnittet.

Notatet sannsynliggjør at handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet kan løftes betydelig fra det allerede høye potensialet for solkraft i dagens nett og praksis – uten at det medfører høye samfunnsøkonomiske kostnader. Resultatene er oppnåelige, og det beste resultatet oppnås med en kombinasjon av tiltak på nettsiden og sluttbrukersiden – men vil ikke oppnås uten omstillingsarbeider hos både netteier og solenergibransjen. Realisering av potensiale for solkraft i lavspenningsnett forutsetter at man tar i bruk de fleste av tiltakene i verktøykassen, og at kontinuerlig koordinering av tiltakene blir en ny og sentral del av den daglige drift for nettselskapene fremover.

Tilnærmet alle de foreslåtte løsningene er teknisk tilgjengelige i markedet i dag, noen av dem er forbundet med regulatoriske utfordringer og for noen av dem gjenstår testing og verifisering i stor skala. Ved effektivt, målrettet og prioritert samarbeid mellom solenergibransjen, nettselskaper, balanseansvarlig sentralnett og reguleringsmyndighet vil det være potensiale for å raskt kunne komme med omforente tiltak og grep som er helhetlig fornuftige og kan iverksettes i markedet. Dette temaet behandles videre i andre notater, innværende notat kan benyttes som et faglig grunnlag som dette arbeidet kan bygges på.

7 Kildehenvisninger

- [1] Lovdata, «<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>,» 2020. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [2] NVE, «NVE,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/solkraft-paa-bygg/>.
- [3] Fornybar Norge, «Hvordan få solkraft fra Norges hustak inn i kraftsystemet?,» 01 Desember 2022. [Internett]. Available: <https://www.fornybarnorge.no/solenergi/rapport-2022/>. [Funnet 06 Februar 2023].
- [4] NVE, «Plusskundeordningen,» NVE, 2023. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>.
- [5] Solenergiklyngen / Multiconsult, «Norsk solkraft 2022- innenlands og eksport,» 15 August 2022. [Internett]. Available: <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2022/08/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>. [Funnet 23 04 2023].
- [6] Elhub, «Markedsoversikt,» [Internett]. Available: <https://elhub.no/statistikk/markedsoversikt/>. [Funnet 27 April 2023].
- [7] Solar Power Europe, «Grid planning and grid connection,» 28 Mars 2022. [Internett]. Available: <https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/grids-planning-and-grid-connection>. [Funnet 11 Mars 2023].
- [8] IEA PVPS, «Solar PV in the 100 % RES Power system,» [Internett]. Available: <https://iea-pvps.org/research-tasks/solar-pv-in-100-res-power-system/>. [Funnet 25 April 2023].
- [9] IEA PVPS TASK 14, «PV as an ancillary service provider,» Oktober 2021. [Internett]. Available: <https://iea-pvps.org/key-topics/pv-as-an-ancillary-service-provider/>. [Funnet 20 April 2023].
- [10] Olje- og energidepartementet, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Funnet 19 April 2023].
- [11] Energiteknikk, «Statnett advarer mot systemkollaps,» [Internett]. Available: <https://energiteknikk.net/2023/05/statnett-advarer-mot-systemkollaps/>. [Funnet 31 Mai 2023].
- [12] SINTEF Energi, «Hva er fleksibilitet og hvordan kan det bidra til nytte i kraftsystemet?,» 6 Februar 2023. [Internett]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/smartgrids/hva-er-fleksibilitet-og-hvordan-kan-det-bidra-til-nytte-i-kraftsystemet/>. [Funnet 6 Juni 2023].
- [13] Solcellespesialisten, «Solceller er en kjempeutfordring for nettselskapene – slik skal problemet løses,» [Internett]. Available: <https://www.tu.no/tumstudio/solceller/annonse-solceller-er-en-kjempeutfordring-for-nettselskapene-slik-skal-problemet-loses/521501>. [Funnet 06 Juni 2023].

- [14] A. Patton, «Smart PV inveter overview: IEEE 1547-2018 and UL 1741 explained,» 06 Mars 2023. [Internett]. Available: <https://solarbuildermag.com/featured/smart-pv-inverter-overview-ieee-1547-2018-and-ul-1741-explained/>. [Funnet 20 April 2023].
- [15] NREL, «Impact of IEEE Std 1547 on Smart Inverters and the Applications in Power Systems,» August 2020. [Internett]. Available: <https://www.nrel.gov/grid/ieee-standard-1547/smart-inverters-power-systems.html>. [Funnet 20 April 2023].
- [16] Energy networks Australia, «Power quality response mode settings,» 21 Oktober 2021. [Internett]. Available: <https://www.energynetworks.com.au/projects/national-grid-connection-guidelines/power-quality-response-mode-settings/>. [Funnet 20 April 2023].
- [17] CMS Law-Now, «The German Renewable Energy Sources Act 2023 (EEG 2023) has been passed - a new framework for renewable energy!,» 23 August 2022. [Internett]. Available: <https://cms-lawnow.com/en/ealerts/2022/08/the-german-renewable-energy-sources-act-2023-eeg-2023-has-been-passed-a-new-framework-for-renewable-energy>. [Funnet 20 April 2023].
- [18] Statnett, «Introduksjon til reservemarkedene,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>. [Funnet 25 April 2023].
- [19] Statnett, «Lokale fleksibilitetsløsninger testes i Statnetts regulerkraftmarked,» [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/nyhetsarkiv/lokale-fleksibilitetslosninger-testes-i-statnetts-regulerkraftmarked/>. [Funnet 25 April 2023].
- [20] F. Norge, «Mulighetsstudie: Bruk av fleksibilitet i nettselskap,» 2021. [Internett]. Available: <https://www.fornybarnorge.no/contentassets/72d407b08a0045b59de36c5545a58069/bruk-av-fleksibilitet-i-nettselskap-2021.pdf>.
- [21] SINTEF Energi, «Skal utvikle smarte løsninger for strømnettet i nytt Grønn plattform-prosjekt,» [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2022/skal-utvikle-smarte-losninger-for-stromnettet-i-nytt-gronn-plattform-prosjekt/>. [Funnet 27 April 2023].
- [22] PQA AS, «Prosumenters innvirkning på lavspente distribusjonsnett,» [Internett]. Available: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_09.pdf. [Funnet 06 February 2022].
- [23] Oslo Economics, «Nettkundenes nytte av en oppgradering av lavspenningsnettet,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/nyttevirkninger-ved-omlegging-av-lavspenningsnettet/>. [Funnet 20 09 2023].
- [24] Multiconsult, «Markedsrapport: Norsk solkraft 2022 - innenlands og eksport,» 15 August 2022. [Internett]. Available: <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2022/08/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>. [Funnet 06 Februar 2023].
- [25] Energikommisjonen, «Mer av alt - raskere - Energikommisjonens rapport,» 01 Februar 2023. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2023-3/id2961311/>. [Funnet 06 Februar 2023].
- [26] IEA PVPS TASK 1, «Snapshot of global PV markets - 2023,» [Internett]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf.