



Solkraft i bygningsmassen
og samfunnet

8 TWh i 2030

- trygt, smart og kostnads-
effektivt på nett

Oppdragsgivere:

Rapporten er produsert av:

SOL
ENERGI
KLYNGEN

Delfinansiert av:

VIKEN
FYLKESKOMMUNE

 NBBL

 nelfo

Multiconsult

RAPPORT

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

SOLENERGIKLYNGEN, NELFO OG NBBL

RAPPORT

DATO / REVISJON: 26. September 2023 / 02

DOKUMENTKODE: 10249898-01-RISOL-RAP-001



Multiconsult

RAPPORT

| | | | |
|---------------|--|-----------------|--|
| OPPDRAG | Rapport | DOKUMENTKODE | 10249898-01-RISOL-RAP-001 |
| EMNE | Solkraft i bygningsmassen og samfunnet | TILGJENGELIGHET | Åpen |
| OPPDRAGSGIVER | Solenergiklyngen, Nelfo og NBBL | OPPDRAGSLEDER | Mette Kristine Kanestrøm |
| KONTAKTPERSON | Solenergiklyngen v/ Dag Tore Seierstad Nelfo v/ Oddvin Breiteig NBBL v/ Ketil Krogstad | UTARBEIDET AV | Mette Kristine Kanestrøm Håkon Person Oda Andrea Hjelme Eirik Øie Kristian Ludvik Rørmark Ek Torje Evensen Sigrid Sunde Raghav Gogia Kjersti Rustad Kvisberg Hilde Eide |
| | | ANSVARLIG ENHET | 10105030 Seksjon solenergi, smart grid og lagring |

| | | | | | |
|------|------------|---|---------------|----------------|--------------------------|
| | | | | | |
| 02 | 26.09.2023 | Endelig versjon etter mottatte høringssvar | Multiconsult | Håkon Person | Mette Kristine Kanestrøm |
| 01 | 15.08.2023 | Sluttrapport for høring | Multiconsult | Håkon Person | Mette Kristine Kanestrøm |
| 00 | 26.06.2023 | Sluttrapport for kommentering av styringsgruppa | Multiconsult | Håkon Person | Mette Kristine Kanestrøm |
| REV. | DATO | BESKRIVELSE | UTARBEIDET AV | KONTROLLERT AV | GODKJENT AV |

INNHOLDSFORTEGNELSE

| | |
|---|-----------|
| Forord | 4 |
| Definisjoner | 6 |
| Sammendrag | 7 |
| 1 Innledning | 11 |
| 1.1 Bakgrunn og problemstilling for rapport integrasjon av solkraft i nettet | 11 |
| 1.2 Overordnet prosjektbeskrivelse og formål | 11 |
| 1.3 Rapportens oppbygning og tilhørende vedlegg | 11 |
| 2 Teknisk mulighetsstudie for hvor mye solkraft som kan innmattes i dagens lokale distribusjonsnett | 12 |
| 2.1 Introduksjon..... | 12 |
| 2.2 Metode og forutsetninger | 12 |
| 2.3 Resultater | 14 |
| 2.4 Usikkerhet | 15 |
| 2.5 Hovedfunn | 16 |
| 3 Teknisk verktøykasse for å øke handlingsrommet for distribuert solkraftproduksjon | 18 |
| 3.1 Introduksjon..... | 18 |
| 3.2 Metode og forutsetninger | 19 |
| 3.3 Problembeskrivelse..... | 20 |
| 3.4 Resultater | 23 |
| 3.5 Usikkerhet | 25 |
| 3.6 Hovedfunn | 30 |
| 4 Tiltak for å øke handlingsrommet for distribuert solkraftproduksjon i eksisterende nett | 32 |
| 4.1 Introduksjon..... | 32 |
| 4.2 Problembeskrivelse..... | 32 |
| 4.3 Erfaringer fra andre land..... | 34 |
| 4.4 Resultat..... | 35 |
| 4.5 Hovedfunn - Oppsummering, barrierer og forslag til tiltak..... | 38 |
| 5 Samfunnsøkonomiske vurderinger | 39 |
| 5.1 Norsk kraftsektor påvirkes i stor grad av europeisk energi- og klimapolitikk | 39 |
| 5.2 Ytterligere solkraftproduksjon tilrettelegger for økt kraftforbruk | 41 |
| 5.3 Ytterligere solkraftutbygging vil gi økt sysselsetting | 42 |
| 5.4 Ytterligere samfunnsøkonomiske effekter av 8 TWh solkraft i 2030 | 44 |
| 6 Konklusjon - Overordnet retning og visjon for en trygg, smart og kostnadseffektiv innfasing av 8 TWh solkraft innen 2030 | 46 |
| Kildehenvisninger | 50 |
| Vedlegg 1 – Erfaringer fra andre land | 52 |

Forord

Regjeringens og Stortingets solpakke i juni 2023 [1] utvider solkraftens rolle i Norge. NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen, som representerer sluttbrukere av strøm (kundene som betaler nettleie og skal investere i solkraft) og leverandørene (som skal gjennomføre solkraftløftet), hilser velkommen Norges nye mål om 8 TWh solenergi innen 2030.

Solkraft endrer hvordan vi forholder oss til strømproduksjon, og gjør det mulig for eiere av boliger, yrkesbygg, kommuner, industri og landbruket å bli kraftprodusenter, både for å dekke eget behov og for salg. I tillegg til lokal solkraftproduksjon, vil lagring, smart styring og deling gjøre installasjonene mer effektive, og legge til rette for deltakelse gjennom å utvikle lokale energisamfunn. Eiere av bygg og solkraftprodusenter skal mobiliseres til å investere i størrelsesorden 80-100 milliarder kroner.

NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen har engasjert Multiconsult for å lage et bredt kunnskapsgrunnlag om samfunnsnytt, lønnsomhet, muligheter og barrierer for å etablere solkraft innen rammen av det nasjonale målet på 8 TWh i 2030. Fra rapporten vil NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen trekke frem:

- 8 TWh solkraft innen 2030 er mulig uten å utløse store nettinvesteringer. Dette er et viktig budskap å få frem til myndigheter, nettselskaper og beslutningstakere.
- Mye av kraften som produseres brukes lokalt hos produsenten. Klarer vi å stimulere til høy andel egen- og lokalbruk, bl.a. med tekniske tiltak, delingsordninger og andre regulatoriske grep, vil bekymringene om tilgjengelig nettkapasitet kunne dempes og ofte fjernes helt.
- Om mer av solkraften konsumeres hos produsenten eller nabobygg med delingsordninger så øker lønnsomheten og mengden ny solkraft som kan bygges ut mot 2030.

Så tar NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen på alvor erfaringene med at noen steder, og særskilt utenfor tettbygde strøk, er innmatingskapasiteten i lavspent distribusjonsnett lav. Å løse utfordringene med konvensjonelle nettinvesteringer kan være nødvendig. Men ikke alltid. I rapporten presenteres en rik meny med tiltak som kan løse utfordringene, ofte enklere, raskere og billigere. Ved å ta i bruk verktøykassen kan enda mer av det norske solkraftpotensialet bygges ut i effektivt samspill med kraftnettet. Vi mener at forbrukerfleksibilitet og lokale energisamfunn med felles deling, lagring, styring og størst mulig egenbruk er løsningen, og at dynamisk struping vil være et effektivt grep for å unngå problemer med innmatingskapasitet. Realisering kan skje med bruk av markedet, avtaler, økonomiske incentiver eller pålegg.

Best forutsetninger for lønnsomme solkraftanlegg finner Multiconsult på store takflater. Multiconsults beregninger viser at med Statnetts basisscenario for kraftpris (42 €/MWh, ca. 50 øre/kWh) er det lønnsomme utbyggingspotensialet for solkraft på tak 0,4 TWh. Med bedre delingsordninger på områdenivå og forbrukerfleksibilitet øker potensialet til 3 TWh. Utvikling i teknologi og leverandørerfaring øker produktiviteten, og med 10% reduserte investeringskostnader/investeringsstøtte vil nær 6 TWh bli lønnsomt. Ytterligere kostnadsreduksjoner og investeringsstøtte for utvalgte bygningskategorier kan mer enn doble det privatøkonomisk lønnsomme potensialet. Disse funnene samsvarer godt med at LO og NHO har i Kraftløftet [2] bedt regjeringen sette delmål og utforme rammebetingelser og virkemidler slik at 5,5 TWh av solkraften i 2030 kommer fra bygningsmassen.

NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen ser at ny politikk og virkemidler er nødvendig for å nå solkraftmålet:

- Bedre delingsordning. Det må bli fritt å dele og selge strøm mellom bygg under samme nettstasjon
- Enovas støtte til solkraft i småhus må opprettholdes på samme støttenivå som 1. halvår 2023
- Innfør investeringsstøtte til solkraft til offentlige og private yrkesbygg, borettslag og sameier

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

- Enovas mandat må utvides fra markedsintroduksjon til også å omfatte moden teknologi, herunder utrulling av solkraft, lagring og styring for forbrukerfleksibilitet
- Høye investeringskostnader er en barriere. Da kan et tilbud om lange og gunstige fastrentelån, f. eks i Husbanken, til kommuner, borettslag og sameier utløse mer investeringer i solkraft
- Husholdningene må beholde en nettleiemodell der energileddet er minimum 50%. RME skal evaluere nettleiestrukturen i løpet av 2024

NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen takker våre medlemmer, Fornybar Norge, nettselskaper og myndighetene NVE og RME, som har bidratt i workshops og med innspill til arbeidet med rapporten. Og ikke minst takker vi Multiconsult for stødig prosjektledelse og gjennomføring av oppdraget.

Vi er spesielt takknemlig for den konstruktiv dialog vi har med NVE, RME, Enova og Fornybar Norge, rundt flere prosesser om hvordan solkraften skal utnyttes fullt ut og i best mulig samspill med kraftnettet.

Regjeringen skal legge frem en solenergiestrategi, og allerede våren 2024 utarbeide en konkret handlingsplan med tiltak for å realisere målet om 8 TWh. Realisering innebærer store private investeringer fra byggeiere og solkraftprodusenter og regjeringens handlingsplan må ha et sluttbrukerperspektiv. NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen ser frem til at rapporten blir et kunnskapsgrunnlag som tas inn i forberedelser, utvikling av nødvendig politikk og virkemidler, og gjennomføring av det nasjonale solkraftløftet mot 2030.

Oslo, 26. september 2023

NBBL

Nelfo

Solenergiklyngen

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 [3].

Plusskunde: En plusskunde er nettkunde som både produserer og bruker elektrisk kraft [4, 5, 6]. Begrensningen er på 100 kW overskuddskraft.

Prosumert: En prosumert er en nettkunde som både produserer og bruker elektrisk kraft [4, 5]. 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 [3].

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:

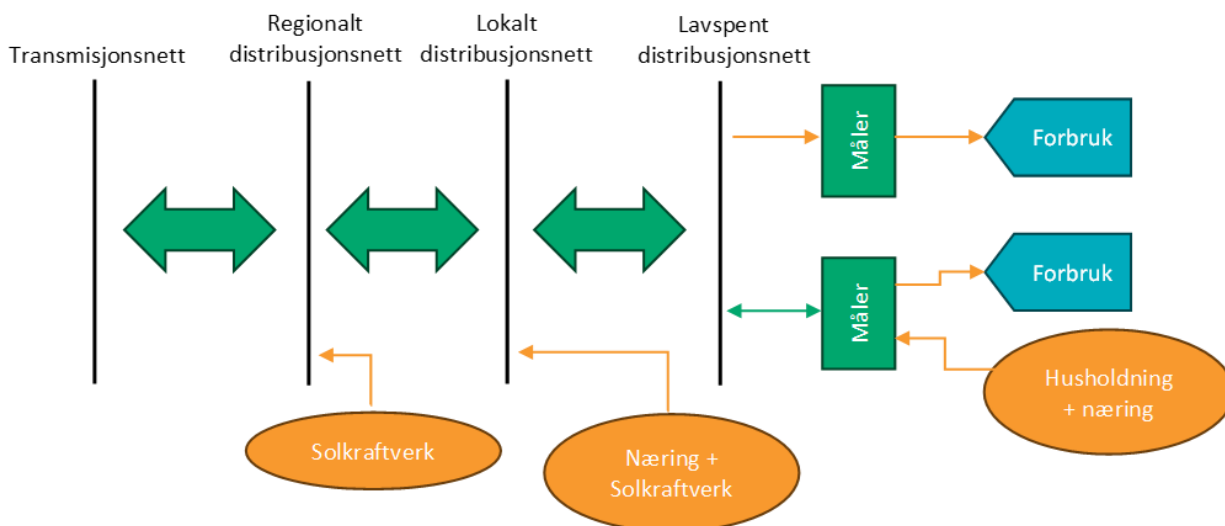
Nettkategori: Definert som typiske nettområder innenfor lokalt distribusjonsnett; gravgrendt 1, gravgrendt 2, forstadsområde, rekkehusområde, boligområde, boligblokker, nærings- / industriområder i Fornybar Norges rapport [5].

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.



Sammendrag

Stortinget og Regjeringen er enig om et mål om 8 TWh solenergi i 2030 [7] [1]. Hensikten med rapporten er å legge et faglig grunnlag for videre diskusjon om hvordan målet kan nås på en trygg, smart og kostnadseffektiv måte for samfunnet, med fokus på bygningsmassen. Kan det nasjonale målet nås uten urimelig store nettinvesteringer? Spørsmålet er viktig å besvare for å bidra til et kunnskapsgrunnlag og en felles forståelse av mulighetene og begrensningene som ligger i å bygge ut mer solkraft i Norge. Foreslåtte løsninger krever en helt annen tilnærming enn dagens praksis.

Et hovedfunn i rapporten viser at teoretisk sett 31 GW/22 TWh/år solkraft produsert på bygningsmassen vil kunne innmates i dagens lavspent distribusjonsnett, dersom solkraft installeres der nettet er sterkt og har kapasitet, og det meste av produksjonen forbrukes lokalt. Det første funnet er dermed at kapasiteten for innmating av solkraft i det norske lokale distribusjonsnettet i utgangspunktet er god, og at det er behov for delingsløsninger/andre insentiver som fremmer direkte egenforbruk i lokalområdet. Det understrekes at det teoretiske potensialet for innmating av solkraft må skilles fra installasjonskapasiteten for solcelleanlegget fordi mye av solkraften vil brukes lokalt i bygget og vil dermed ikke mates inn i kraftnettet. Målet om 8 TWh solkraft i 2030 vil eksempelvis ved riktig tilnærming bety en innmating i kraftnettet som er langt mindre enn 8 TWh. Resultatene sannsynliggjør at mulighetsrommet er stort for at solkraft kan bidra mye til ønsket om styrket kraftforsyning på både kort og lang sikt.

De aller fleste nettkunder, anslagsvis 80 %, er tilknyttet nett med god kapasitet for solkraft i lavspent distribusjonsnett, dette representerer et svært stort solkraftpotensiale som vil kunne utnyttes til en forholdsvis lav kostnad. Erfaringen til nå er at installasjon av de aller fleste solcelleanleggene har gått problemfritt fra et nettperspektiv. Samtidig gjelder det at investeringsbeslutninger for utbygging av solkraftanlegg på bygg ikke tar hensyn til lokal nettkvalitet, og det kan oppstå utfordringer.

De tekniske utfordringene som kan oppstå i det lokale distribusjonsnettet er hovedsakelig knyttet til lokale spenningsutfordringer og termiske overbelastninger, utfordringene øker generelt ved høyere andel og tettere utbygging av solcelleinstallasjoner. Etter hvert som andelen solkraft i kraftmiksen økes i tråd med ønsker og mål vil det være behov for tekniske løsninger som kan opprettholde strøm- og spenningskvaliteten i kraftnettet vårt, unngå termiske overbelastninger og på andre måter øke utnyttelsen av eksisterende strømnnett på en kostnadseffektiv måte.

Denne rapporten presenterer derfor en teknisk verktøykasse som kan øke handlingsrommet for videre kostnadseffektiv vekst for solkraft for bygningsmassen. Målet med den tekniske verktøykassen er å øke forståelsen for hvilke tekniske og regulatoriske grep som må gjøres for at landets bygningsmasse kan bidra til å nå målet om 8 TWh solkraft i 2030, uten urimelige store nettinvesteringer, men også øke mulighetsrommet for tilknytning av solkraft i Norge etter 2030. Tiltak som fremmer økt forbruk av solkraft lokalt, som for eksempel områdeløsninger og delingsordninger, samt lagring og styring av solkraftproduksjon, kan bidra til at solkraftanlegg på bygg kan installeres og produsere uten at overliggende nett overbelastes gjennom for høy innmating. Lokalt forbruk vil også medføre andre fordeler som redusert nettap og at verdiene fra solkraft skapes og høstes i lokalsamfunnet. De samme løsningene som bidrar til at vi kan fase inn mer solkraft i nettet, slik som smart energistyring i bygg eller i et område, kan bidra til effektutjevning og økt utnyttelse av strømnettet:

- Sluttbrukerfleksibilitet: Norge har AMS-målere med datatilgang, elektriske varmtvannsberedere, elektrisk gulvvarme, varmepumper og elbiler, noe som gir et godt utgangspunkt for å realisere løsninger som kan gi stor gevinst og nytte for strømnettet. I tillegg kommer mulighetene i elektriske batterier.
- Fleksibel energistyring på netteiersiden: Eksempelvis spenningsregulering og bruk av batterier på netteiers side av måler

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

- Nettjenester fra vekselretter, eksempelvis at solkraft strupes behovsbasert ved høy spenning
- Tiltakene bør gjøres samtidig i kombinasjon for å gi det største handlingsrommet.
- Tiltakene blir betydelig mer lønnsomme, mer pålitelige, enklere å realisere og vil få større utbredelse om det kan utføres som områdeløsninger på tvers av AMS/målere og gårds/bruksnummer. Da vil en også kunne oppnå koordinert sammenlagingsfaktor for et område for inntak og uttak av kraft, ettersom det finnes insentiver for det.
- I noen tilfeller er kan nettutbygging til en høy kostnad være eneste fornuftige løsning, spesielt hvis dette også bidrar til elektrifisering av for eksempel næringsområder eller bilparken og dermed økt forbruk lokalt, i tillegg til utbygging av solenergi. Det er viktig å ikke glemme at nettutbygging er et av de viktigste tiltakene for å elektrifisere samfunnet og for å nå klimamålene, uavhengig av solkraftutbygging, og må prioriteres høyt.

Resultatet av å ta i bruk den tekniske verktøykassen på riktig måte er kort fortalt at målet om 8 TWh solkraft kan installeres uten at nettet overbelastes. For den andelen av norsk bygningsmasse der nettkapasiteten er svært dårlig (grovt estimat rundt 20 %), vil den tekniske verktøykassen som skal til for å fase inn solkraftpotensiale ha en høy kostnad. Hva som er fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger i disse tilfellene er gjenstand for egen diskusjon mellom nettselskapene, solbransjen og regulatoriske myndigheter. Dette må løses slik at det ikke går på bekostning av de som vil bygge store solkraftanlegg der det faktisk er tilstrekkelig sterkt nett.

Verktøykassen vil ikke realiseres under dagens rammebetingelser – det eksisterer i dag mange barrierer for at den tekniske verktøykassen i praksis vil realiseres:

- Sluttbrukerfleksibilitet og riktig styring av denne fra et nettperspektiv er verken tilstrekkelig enkelt eller lønnsomt å realisere for sluttkunden som skal investere under dagens rammebetingelser – her kreves ikke mindre justeringer men en helhetlig ny tilnærming innen informasjon, veiledning og standardisering av markedsprodukter som gjør det enkelt og lønnsomt å ta i bruk løsningene som hjelper og monner – og som er tilpasset perspektivet til de som skal gjøre investeringene:
 - o Investering i løsninger for smart energistyring i husholdninger og næringsbygg har i dag usikker lønnsomhet, lav oppside, det kan oppleves komplisert å velge riktige produkter, prosjektene krever ofte skreddersøm, og det krever kompetanse og tålmodighet å oppnå ønsket virkning av systemene i drift → lav kost/nytte-verdi.
 - o Prissignalene som styrer oppførselen til smarte energistyringssystemer samsvarer i dag i liten grad med hva som gir en kostnadseffektiv og rasjonell drift av strømnettet.
 - Effekttariffen er i størrelse og utforming for svak til å ha myndighet i hvordan forbruket styres i en husholdning, det bidrar med for lav andel av lønnsomheten. Den bør vektas slik at en større andel av kostnaden belaster den delen av effekttoppen det faktisk er mulig å redusere, eksempelvis bør hovedandelen av effektkostnaden tillegges forbruk mellom 5-10 kW og 10-20 kW i en husholdning.
 - Energiledd i nettleien bør samtidig holdes høy for å gi eiere av solcelleanlegg insentiv til å maksimere egenbruk av produsert solkraft. Videre bør reduksjon av innmatingstoppen motiveres gjennom prissignaler.
 - Fleksibilitetsmarkedene som potensielt kan bidra med ekstra verdi og drahjelp øker kompleksiteten, er lokalt betinget eller utilgjengelige for mindre kunder, og foreløpig umodne.
 - o Sentraliserte løsninger som kan være nødvendig for å gjøre systemene tilstrekkelig enkle, standardiserte, lønnsomme og driftssikre er ikke tillatt under dagens regulering som lar seg begrense innenfor AMS-måler og/eller gårds- og bruksnummer.

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

- Delingsordningen, som trer i kraft 1. oktober 2023, må utvides videre for å utnytte og motivere mulighetsrommet innen sluttbrukerfleksibilitet, i tillegg til at den må være utformet for å kunne medta store solkraftanlegg.
- Konesjonsprosesser for større prosumenter som ikke er profesjonelle kraftprodusenter må forenkles, og informasjon og veiledninger må være mer tilgjengelig og tilpasset kompetansen til målgruppen.
- Nettselskaper må få kompensert utgiftene for å tilrettelegge for mer solkraft i nettet, utformingen av dagens inntekt gir direkte straff til netteiere med solkunder. Nettselskaper kan gis anledning til å sette krav som dynamisk begrenser innmating og et egnet kompensasjonsregime for prosumenter som strupes må etableres.
- Solkraftmålet styrker viktigheten av å øke innfasingstakten av nettsystemet fra 230 V IT-nett til 400 V TN-nett, som både bidrar til redusert spenningsproblematikk hos netteiere og forenkler innfasing av solkraft i markedet bl.a. ved å gjøre vekselretter med tilhørende nettjenester billigere og enklere tilgjengelig, i tillegg til en rekke andre fordeler.
- Parallellt med virkemidler på nettsiden må være samsvarende virkemidler i teknisk byggeforskrift (TEK).

Det realistiske potensialet for hvor mye solkraft som vil bygges ut defineres i stor grad av hva som er det tekno-økonomiske anlegget sett fra synsvinkelen til de som skal investere. Entreprenørforeningen Bygg og Anlegg (EBA), Byggevarerindustriens Forening, NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen har bedt Multiconsult utføre beregninger av det tekno-økonomisk potensialet for solkraft i eksisterende bygningsmasse, rapporten inngår i sin helhet som Vedlegg 3.

Resultatene viser at lønnsomhet er avhengig av mange faktorer. Rapporten har tatt utgangspunkt i lønnsomhet for et basecase men også beregnet lønnsomhet for ulike scenarier basert på kostnadsutvikling, fremtidig kraftpris og delingsordninger/forbrukerfleksibilitet (ordninger som bidrar til at solkraft konsumeres lokalt). Best forutsetninger for lønnsomme solkraftanlegg finner i store takflater. Beregninger viser at med Statnetts basisscenario for kraftpris (42 €/MWh, ca. 50 øre/kWh) er det lønnsomme utbyggingspotensialet for solkraft 0,4 TWh. Forbrukerfleksibilitet og bedre delingsordninger, der vi oppnår 100% selvkonsum uten å belaste nettleie og avgifter for delt solstrøm, øker potensialet til 3 TWh. En kostnadsreduksjon på 10 % fra dagens nivå øker lønnsomt utbyggingspotensial til 7,3 GWp (5,5 TWh). ytterligere kostnadsreduksjon til 20 % øker lønnsomt potensial til 18 GWp (14 TWh)

Et hovedfunn i den tekniske økonomiske analysen er: Om mer av solkraften konsumeres hos produsenten eller naboer med delingsordninger har det stor betydning for lønnsomheten og mengden ny solkraft som kan bygges lønnsomt ut mot 2030. Dette samsvarer med utbygging der nettet har kapasitet og forbruket høyt, og forsterker at må satses på lokale energisamfunn med utstrakt egenbruk, deling, lagring og smart styring for å komplementere strømmettet og bidra til å dempe svingningene i strømmarkedet. Dette betyr at den mest lønnsomme utbygging av solkraft kan også være den utbyggingen som er mest skånsomt for nettet. Den tekniske økonomiske analysen viser også at det er viktig å opprettholde investeringsstøtte til utbygging av solkraft, som Enova-støtte til husholdninger, for at bygningsmassen skal bidra til målet om 8TWh i 2030. Riktig utformede tekniske og regulatoriske krav og politiske markedsdrivere vil sikre at mulighetsrommet realiseres for de anleggene som faktisk er tekno-økonomisk og samfunnsøkonomisk rasjonelle å bygge ut.

Veien videre for en kostnadseffektiv innfasing av solkraft i strømmettet krever aktiv drahjelp fra nettselskaper, politikere og regulatoriske myndigheter i tett samarbeid med solenergibransjen. Det har ikke vært del av oppdragets scope å vurdere rettferdig kostnads- og byrdefordeling for kostnadene som medkommer av innfasingen av solkraft – derimot å synliggjøre verdier og kostnadseffektive løsninger. Spørsmålet om rettferdig fordeling av kostnader bør skje i lys av disse faktorene, slik at diskusjonene om

kostnadsfordeling ikke kommer i veien for å velge løsningene som gir kostnadsreduksjoner for samfunnet, eller for at de vedtatte og velbegrunnede målene for solkraftutbygging nås.

Distribuert solkraft bidrar netto med flere positive samfunnsøkonomiske verdier. Analyser viser at Norge går fra et kraftoverskudd i et normalår mot et kraftunderskudd allerede i 2028. Selv om kraftbalansen først blir negativ i 2028, vil strammere kraftbalanse gi svakere forsyningssikkerhet i årene før, særlig i tørrår [8]. Her kan norsk solkraft spille en viktig rolle for å styrke forsyningssikkerheten, da den muliggjør energilagring i norske vannkraftmagasin. NVE og Statnett utarbeider regelmessige langsiktige kraftmarkedsanalyser, og i deres seneste rapporter er det lagt til grunn henholdsvis 7 TWh og 10 TWh solkraft i Norge i 2040. Ytterligere utbygging vil, isolert sett, gi betydelig lavere kraftpriser enn analysene deres viser. Det er dog ventet at ny kraftproduksjon mot 2030 og 2040 vil utløse et større kraftforbruk, slik at kraftbalansen reduseres igjen, og gjennomsnittsprisen ikke påvirkes i særlig stor grad. Den økte kraftproduksjonen fra solkraften vil dermed kunne tilrettelegge for økt verdiskaping i form av ytterligere industri og andre nye, grønne verdikjeder. Multiconsult med samarbeidspartner utførte i 2021 en ringvirkningsanalyse av 10 TWh solkraft i Norge i 2040, som vi bygger videre på i denne rapporten. Forenklete beregninger viser at solkraftutbyggingen i størrelsesorden 8 TWh i 2030 kan gi en direkte sysselsetting på opptil 6 000 årsverk per år i 2030. Aggregert frem til 2030 vil solkraftbransjen skape mellom 16.000 og 30.000 årsverk og en verdiskaping på inntil 32 milliarder norske kroner.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling for rapport integrasjon av solkraft i nettet

Stortinget og Regjeringen er enig om et mål om 8 TWh solenergi i 2030 [7] [1]. Det er et ønske om å trygt, raskt og kostnadseffektivt innfase lokal energiproduksjon og etablere lokale energisamfunn i Norge for å unngå et varslet kraftunderskudd. Regjeringens og Stortingets solpakke i juni 2023 [1] er et viktig grep og i tråd med energikommisjonens [16] anbefalinger. Kan da det nasjonale målet nås uten urimelig store nettinvesteringer er et spørsmål som stadig oftere dukker opp.

1.2 Overordnet prosjektbeskrivelse og formål

Solenergiklyngen, Nelfo og NBBL ønsker seg en faglig solid rapport som skisserer hvordan desentralisert kraftproduksjon, primært fra solenergi, best kan integreres i kraftnettet i Norge på en trygg, rask og omfattende måte.

Det er et tydelig politisk signal om at bransjen (Nettselskapene, Statnett, NVE, Solbransjen, Fornybar Norge) bidrar med konkrete forslag for å få dette til, fortrinnsvis omforente. Rapporten skal bidra som kunnskapsgrunnlag for en dialog med nettselskaper og myndigheter og politikere for å vurdere behovet for å endre rammebetingelser, virkemidler og tekniske og økonomiske reguleringer slik at Norge kan få en innfasing av opp til 8 TWh solkraft innen 2030 og tilrettelegge for videre vekst mot 2040.

Arbeidet med rapporten er laget i dialog med Solenergiklyngen, Nelfo og NBBL, nettselskap og relevante myndigheter som NVE og RME.

1.3 Rapportens oppbygning og tilhørende vedlegg

Rapporten skal legge et faglig grunnlag for videre diskusjon om teknisk, økonomisk og regulatorisk tilrettelegging for trygg, rask og rettferdig storskala lokal energiproduksjon i det norske kraftsystemet. En del av arbeidet med rapporten ble utført i dialog og i workshops med eksperter fra bransjen, Solenergiklyngen, Nelfo, NBBL, nettselskaper, NVE, RME.

Rapporten har 4 vedlegg som fungerer som en mer detaljert faglig utlegning av temaene som inngår:

Vedlegg 1 - Vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett uten dyre tiltak

Vedlegg 2 - Teknisk verktøykasse

Vedlegg 3 - Tekno-økonomisk potensial for solkraft på bygg

Vedlegg 4 - Samfunnsøkonomisk Vurdering

Vedlegg 1, 2 og 3 er oppsummert i kapittel 2, 3 og 5. Kapittel 2 «Teknisk mulighetsstudie for hvor mye solkraft som kan innmates i dagens lokale distribusjonsnett» gjør en vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende distribusjonsnett uten dyre tiltak. Kapittel 3 «Teknisk verktøykasse for å øke handlingsrommet for distribuert solkraftproduksjon» gjør en vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet. Basert på kunnskapsunderlaget i kapittel 2,3 vil kapittel 4 presentere mulige tiltak og regulatoriske virkemidler for at norsk bygningsmasse kan bidra til å oppnå målet om 8TWh solkraft i 2030. Kapittel 5 «Samfunnsøkonomiske vurderinger» ser på samfunnsøkonomisk kost/nytte og konsekvenser ved realisering av foreslått ambisjon for solkraft, før rapportens konkluderende betraktninger legges frem i Kapittel 6.

. I tillegg er Teknisk Økonomisk potensialet på bygg-rapporten vedlagt. Denne rapporten er utført for Entreprenørforeningen Bygg og Anlegg (EBA), Byggevarerindustriens Forening, NBBL, Nelfo og Solenergiklyngen, og hovedpunktene er oppsummert i sammendraget og i konklusjonen.

2 Teknisk mulighetsstudie for hvor mye solkraft som kan innmates i dagens lokale distribusjonsnett

2.1 Introduksjon

Stortinget og Regjeringen er enig om et mål om 8 TWh solenergi i 2030. Mye av denne kraften skal forbrukes lokalt. Kan da det

nasjonale målet nås uten urimelig store nettinvesteringer er et spørsmål som stadig oftere dukker opp. Et av delstudiene i denne rapporten har derfor vært å estimere et teknisk potensial

Målet med rapporten er å si noe om mulighetsrommet for innmating av solkraft i distribusjonsnett slik at landets bygningsmasse kan bidra til å nå 8TWh solkraft i 2030, uten urimelige store nettinvesteringer.

for distribuert kraftproduksjon som kan innmates i det lavspente distribusjonsnett på en kostnadseffektiv måte. Delstudiet svarer på spørsmålet; «hva er metningspunktet for innmating av solkraft i dagens lavspente distribusjonsnett?» Spørsmålet er viktig å besvare for å etablere et kunnskapsgrunnlag og en felles forståelse av mulighetene og begrensningene som ligger i å bygge ut mer solkraft i Norge. Målet med rapporten er å si noe om mulighetsrommet for innmating av solkraft i distribusjonsnett slik at landets bygningsmasse kan bidra til å nå 8TWh solkraft i 2030, uten urimelige store nettinvesteringer.

Solkraft produserer mest strøm på dagtid i perioden mars til september, mens strømforbruket i Norge tradisjonelt er størst i vinterhalvåret med forbrukstopper morgen og kveld. Det er derfor spesielt viktig å identifisere og utnytte mulighetsrommet for lokalt egenforbruk av solstrøm slik at solkraft kan gi et godt bidrag til nasjonal energiforsyning samtidig som den blir innført på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte.

Poenget med rapporten er ikke å argumentere for hvor mye solkraft som bør innmates i lavspente distribusjonsnett eller å beregne eksakt hvor mye som kan innmates på en nøyaktig måte.

Alle er tjent med at bygg kan samarbeide om å forbruke mest mulig av solkraften lokalt. Da unngår vi å overbelaste det lokale nettet. Slik adferd kan gjøres økonomisk interessant gjennom delingsløsninger

Det som er samfunnsøkonomisk

mest lønnsomt er lokalt egenforbruk av solkraft - det er ikke noe mål i seg selv å innmate så mye solkraft som mulig. Alle er tjent med at bygg kan samarbeide om å forbruke mest mulig av solkraften lokalt. Da unngår vi å overbelaste det lokale nettet. Slik adferd kan gjøres økonomisk interessant gjennom delingsløsninger. Rapporten ønsker derfor også peke på mulighetsrommet for at bygg som er geografisk nært plassert kan samarbeide om å forbruke solkraften lokalt uten at det lokale nettet overbelastes. De tekniske og regulatoriske løsningene som kan bidra presenteres nærmere i kapittel 3 og 5.

Dette kapitlet gir et kort sammendrag av metode, forutsetning er og resultat av teknisk mulighetsstudie for hvor mye solkraft som kan innmates i dagens lavspente distribusjonsnett.

For mer detaljerte forutsetninger, resultater og diskusjoner henvises det til vedlegget «10249898-01-RISOL-NOT-001 - Vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett uten dyre tiltak».

2.2 Metode og forutsetninger

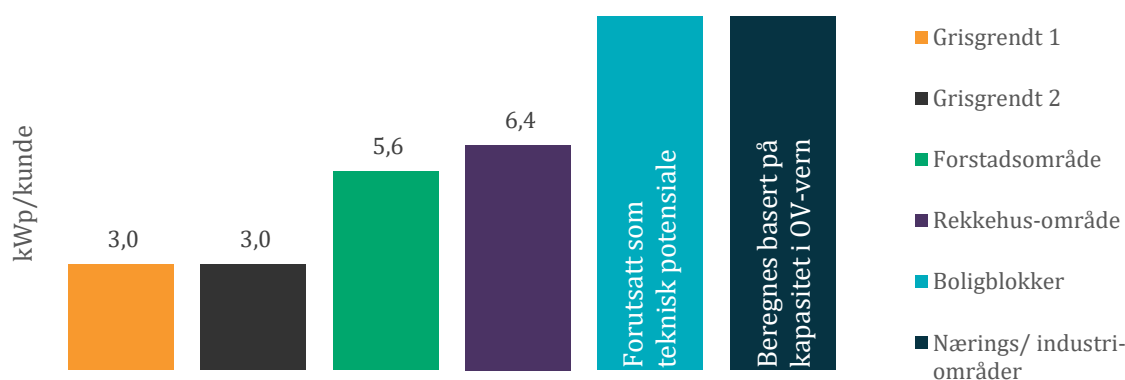
Metoden som ble benyttet for å få et grovt overslag på innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett uten dyre oppgraderingstiltak er som følger:

1. Vurdering av dagens gjennomsnittlige innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett per bygningskategori og per nettkategori (type nettområde). Innmatingskapasitet baseres for

privatboligsegmentet på funn fra rapporten "Prosumenterers innvirkning på lavspente distribusjonsnett» som ble utarbeidet av PQA på oppdrag fra NVE [9]. Innmatingskapasiteten for lett industri er i PQA-rapporten angitt som «casespesifikk, men høy», og nærings-/industrikategorien måtte derfor kvantifiseres fra andre kilder. For nærings- og industrikategoriene er den gjennomsnittlige innmatingskapasiteten beregnet basert på oppgitte OV-vern for et representativt antall nettkunder fra databasen til 4 norske nettselskaper.

2. Kartlegging av antall nettkunder per nettkategori basert på tall hentet fra Fornybar Norges rapport «Hvordan få solkraft fra Norges hustak inn i kraftsystemet» [5] Harmonisering av bygningskategorier og nettkategorier er basert på subjektive vurderinger.
3. Den spesifikke innmatingskapasiteten er multiplisert med antall nettkunder for å få total innmatingskapasitet.
4. Sette sammen innmatingspotensialet med produksjonspotensiale for solkraft i bygningsmassen. I forbindelse med Markedsrapporten «Norsk solkraft 2022 – innenlands og eksport», utgitt av Solenergiklyngen og Multiconsult – ble det gjennomført en omfattende kartlegging av teknisk potensiale av solceller på bygningsmassen. Beregningene tok utgangspunkt i geografiske kartdata og matrikkelen for å få en presis beregning av antall bygg og aktuelle solcelleflater via programvaren Arcgis. Resultatet er at Multiconsult besitter datagrunnlag for det tekniske potensialet for solkraft i bygningsmassen i Norge med oppløsning per bygningskategori innenfor hver kommune [10].

Figur 2-1 basert på PQA rapporten angir forventet gjennomsnittlig innmatingskapasitet per nettkunde i eksisterende nett for ulike områder, definert som nettkategorier. Noen steder er kapasiteten for innmating i realiteten mindre mens i andre områder er kapasiteten større. Ved å tillate hver nettkunde i distriktet (grisgrendte strøk) å innmate i tråd med disse grenseverdiene angitt i figuren, vil det sannsynligvis påløpe større nettinvesteringer for innmating fra de nettkundene som har mindre innmatingskapasitet enn gjennomsnittet.

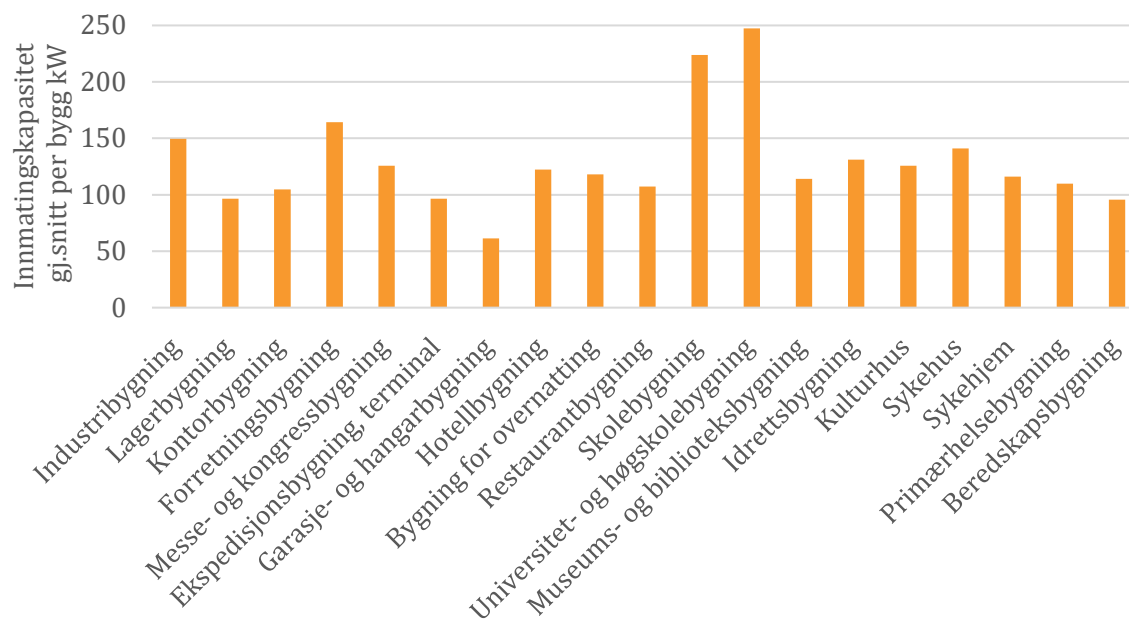


Figur 2-1: Forventet generell innmatingskapasitet [kW] per nettkunde i eksisterende nett, ifølge PQA-rapporten.

For store boligbygg er det antatt at innmatingskapasiteten i eksisterende nett er lik det tekniske potensialet for solkraft i effekt anslått ved å utnytte de tilgjengelige bygningsflatene. Dette anses som en rimelig forutsetning ettersom denne bygningskategorien er spesielt kjennetegnet av høyt forbruk og høyt antall nettkunder per kvadratmeter takflate. Etter dialog med flere nettselskaper i referansegruppen er det valgt å estimere innmatingskapasiteten for næringskategoriene basert på følgende formel:

$$\begin{aligned} & \text{Innmatingskapasitet for solkraft per hovedsikring og næringskategori [kW]} \\ & = \text{Gjennomsnittlig størrelse overstrømsvern pr kategori [kW]} * \text{sammenlagingsfaktor} \\ & * \text{antall målepunkter per kategori} \end{aligned}$$

Resultatet per næringskategori er gjengitt i Figur 2-



Figur 2-2: Beregnet gjennomsnittlig innmattingskapasitet per overbelastningsvern og per næringskategori for 4 norske nettselskaper [kW].

2.3 Resultater

Nøkkresultatene av metoden beskrevet ovenfor er gitt i Tabell 2-1. Resultatene viser et metningspunkt for innmating i det eksisterende lavspente distribusjonsnettet på 31 GW dersom det fordeles basert på begrensningen til overbelastningsvernene. Solcelleanlegg med 31 GW installert kapasitet tilsvarer en årlig energiproduksjon på omtrent 22 TWh. Det teoretiske innmattingspotensialet er beregnet til å være ca. en tredjedel av det tekniske produksjonspotensialet for solkraft på 78 GWp (66 TWh/år).

Tabell 2-1: Innmattingskapasitet solkraft i distribusjonsnettet angitt per nettkategori

| Byggtype / Nettkategori | Grisgrendt 1 | Grisgrendt 2 | Forstads-område | Rekkehus-område | Boligblokker | Nærings/ industri-områder | Sum |
|---|--------------|--------------|-----------------|-----------------|------------------------|--------------------------------|-----------|
| Sum antall bygg | 568 300 | 449 948 | 583 414 | 871 505 | 41 745 | 194 352 | 2 709 264 |
| Forutsatt generell kapasitet for innmating av solkraft [kW/bygg] | 3,0 | 3,0 | 5,6 | 6,4 | Lik teknisk potensiale | Begrenset av kapasitet OV-vern | |
| Total generell innmattingskapasitet [GW] | 1,7 | 1,3 | 3,3 | 5,6 | 5,1 | 13,6 | 30,6 |
| Total teknisk potensiale for solkraft-produksjon iht Multiconsult-rapport [GWp] | 10,1 | 8,3 | 11,4 | 17,0 | 5,1 | 25,7 | 77,6 |
| Iht forutsetninger: Andel solkraft av teknisk potensiale som kan innmates direkte i nettet | 17 % | 16 % | 29 % | 33 % | 100 % | 53 % | 39 % |
| Årlig produksjonspotensiale solkraft iht Multiconsult-rapport (garasje og uthus bolig trukket fra) [TWh] | 7,8 | 6,3 | 8,9 | 13,3 | 3,6 | 18,1 | 58,0 |
| Årlig produksjonspotensiale som kan innmates direkte i nettet [TWh] | 1,3 | 1,0 | 2,6 | 4,4 | 3,6 | 9,5 | 22,4 |

2.4 Usikkerhet

Resultatene for innmatingskapasitet er basert på grove og forenklede metoder og det er derfor usikkerhet knyttet til resultatene. Følgende usikkerheter fremheves:

- Kapasitet på overbelastningsvern er oppgitt fra fire av de største nettselskapene i landet (Fagne, Lnett, Glitre Energi nett og Elvia), og det er usikkerhet tilknyttet om de er representative for alle nettselskap i Norge. Disse nettselskapene representerer en stor andel av nettkundene, har de beste solforholdene og er lokalisert i prissoner med tradisjonelt høyest strømpriser. Det antas derfor at de fire største nettselskapene representerer hovedvolumet av nye solkraftinstallasjoner.
- Det er forutsatt at solkraftpotensialet fra store boligbygg kan innmates direkte i lavspent distribusjonsnett uten at det fører til overbelastning av kraftnettet. Denne forutsetningen er forbundet med usikkerhet spesielt der boligbygg ikke bruker elektrisitet til oppvarming (for eksempel bruker fjernvarme) og lokalt distribusjonsnett derfor ikke er dimensjonert for strøm til oppvarming.
- Det er knyttet usikkerhet til hvorvidt det i snitt kan innmates 3 kWp solkraft per nettkunde i grisgrendte strøk slik PQA-rapporten viser. I flere tilfeller vil det være behov for nettinvesteringer også ved små solkraftanlegg som også er nevnt i PQA-rapporten. Det er generelt stor variasjon i kraftnettet og innmatingskapasitet utenfor tettstedene. Dersom alle skulle matet inn 3 kWp må en i praksis regne med mye nettinvesteringer ettersom det i mange tilfeller vil være en lavere innmatingskapasitet i nettet. Dermed kan en argumentere for at potensialet for nettkategoriene «Grisgrendt 1» og «Grisgrendt 2» er satt for høyt i vurderingene i denne rapporten.
- En forutsetning for innmatningspotensialet på 31 GW i distribusjonsnettet er at kraften forbrukes lokalt og ikke transporteres til høyere spenningsnivåer. Tekniske tiltak som holder innmating under grenseverdiene ses på i Kapittel 3.

2.5 Hovedfunn

Basert på metoden og forutsetningene som er beskrevet vil teoretisk sett 31 GW/22 TWh/år solkraft produsert på bygningsmassen kunne innmates i dagens lavspente distribusjonsnett, dersom innmatet solkraft fordeles basert på størrelsen til overbelastningsvernene og der nettet er sterkt/har kapasitet. Det første funnet er dermed at kapasiteten for innmating av solkraft i det norske lavspente distribusjonsnettet i utgangspunktet er god. Fornybar Norges rapport «Hvordan få solkraft fra Norges hustak inn i kraftsystemet [5]» viser at «Omtrent 80 % av norske nettkunder er trolig tilknyttet lavspenningsnett med relativt god tilknytningskapasitet for solkraft». Erfaringene til nå i Norge er at de aller fleste solkraftanlegg kan installeres uten at nettutfordringer oppstår.

Det understrekes at funnene i denne studien ikke betyr at strømmettet som helhet kan ta imot så store innmatede kraftmengder som 31 GW. Dette vil gi et stort effektoverskudd sett opp mot summen av dagens forbruk. I tillegg vil høyspentnettet i praksis begrense hvor mye solkraft som kan innmates i strømmettet og fordeles mellom regioner. Å mate inn 31 GW i kraftnettet uten at dette forbrukes eller strupes i distribusjonsnettet ville medført svært dyre nettinvesteringer. Eksempelvis vil det å bytte ut en transformatorstasjon mellom regionalnettet og sentralnettet, som ligger på rundt 1000 MW, kunne koste en milliard. Av dette kan en utlede et mer helhetlig budskap: Strømmettet kan ta imot innmating av store mengder distribuert solkraft fra prosumenterne, så lenge solkraften forbrukes lokalt i lavspente distribusjonsnett og kun i liten grad transporteres opp til høyere spenningsnivåer. Her ligger det store muligheter for å forbruke lokalt produsert kraft i det norske kraftnettet uten høye nettkostnader.

Det understrekes at det teoretiske potensialet for innmating av kraft må skilles fra installasjonskapasiteten for solcelleanlegget fordi mye av solkraften vil brukes lokalt i bygget og vil dermed ikke mates inn i kraftnettet. Dette betyr at målet om 8 TWh solkraft i 2030 ikke vil bety vil ikke bety innmating av 8 TWh. Det må også nevnes at en del av målet om 8 TWh i 2030 vil komme som storskala solkraft tilknyttet høyere nettnivå som ikke omtales i denne rapporten. Løsninger som lagring og styring som bidrar til at solkraftanlegg på bygg kan installeres og produsere uten at overliggende nett overbelastes gjennom for høy innmating vil diskuteres i Kapittel 3 og 4.

Det er et stort innmatingspotensial knyttet til bygningskategoriene næring, industri og boligblokker. Disse kategoriene vil også generelt representere store solkraftanlegg, lave investeringskostnader og lave nettilknytningskostnader. Regjeringens vedtatte delingsordning for boligbygg, næringsbygg og næringsparker kan, hvis utformet på rett måte, bidra til at det bygges større og mer lønnsomme solcelleanlegg. Dette omtales videre i kapittel 4. Det er også god kapasitet for solkraft på boliger i tettbebygde strøk.

HOVEDFUNN OPPSUMMERT

- De aller fleste solkraftanlegg installeres i dag uten at nettutfordringer oppstår.
- Det ligger store muligheter for å absorbere lokalt produsert kraft i det norske energisystemet uten høye nettkostnader. Strømmettet kan ta imot innmating av store mengder distribuert solkraft fra prosumenterne, så lenge solkraften forbrukes lokalt i lavspente distribusjonsnett og kun i liten grad transporteres opp til høyere spenningsnivåer
- Målet om 8 TWh solkraft i 2030 vil ikke bety 8 TWh solkraft innmatet i strømmettet da en stor andel forbrukes lokalt i bygg.
- En del av produksjonen i målet om 8 TWh i 2030 vil også komme som storskala solkraft tilknyttet høyere nettnivå og omtales ikke av denne rapporten
- Det er et stort potensial knyttet til bygningskategoriene næring, industri og boligblokker. Disse bygningstypene kan bidra med et stort volum solkraft i den norske energimiksen og lokale delingsløsninger kan bidra til lønnsomme investeringer uten

På kort sikt kan solkraft på bygg lokalisert i kraftnettet der det er god kapasitet i dag bidra med et betydelig volum strøm til den norske energimiksen. Det vil være kostbart å realisere det tekniske potensialet i spredt bebyggelse i distriktene på kort sikt ettersom innmatingspotensialet er begrenset. Det er viktig å se på hvilke verktøy som kan tas i bruk for å håndtere utfordringer som oppstår sterke deler av kraftnettet, men også på hvordan nettkunder som er tilknyttet et svakt kraftnett i større grad kan installere solceller på en mer kostnadseffektiv måte uten dyre nettoppgraderinger. Verktøy som er identifisert presenteres i neste kapittel.

3 Teknisk verktøykasse for å øke handlingsrommet for distribuert solkraftproduksjon

3.1 Introduksjon

Det er mulig å fase inn mye solkraft i eksisterende lavspent distribusjonsnett allerede i dag. Studien i Kapittel 2 estimerer et teoretisk metningspunkt for innmating i dagens distribusjonsnett på ca. 31 GW/22 TWh. Strømnettet kan ta imot innmating av store mengder distribuert solkraft så lenge denne forbrukes lokalt i lavspent distribusjonsnett og kun i liten grad transporteres videre opp nettnivåene. Det teoretiske potensialet for innmating av

distribuert solkraft i nettet er

høyt, men det betyr *ikke* at

solkraft kan tilknyttes uten

utfordringer da

solkraftinvesteringer også tas der

det ikke er optimalt for nettet.

Selv om installasjon av de aller

fleste solcelleanleggene har til nå

gått problemfritt fra et

nettperspektiv, er erfaringene fra norske netteiere at det er behov for flere tiltak allerede på kort sikt.

Flere steder utenfor tettbygde strøk er innmatingskapasiteten i lavspent distribusjonsnett svært lav. I tillegg medfører full innmating av distribuert solkraft flere tekniske utfordringer i nettet som er kostbare å løse med konvensjonelle nettinvesteringer. 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 spenningskvaliteten i kraftnettet vårt, unngå termiske overbelastninger og på andre måter øke utnyttelsen av eksisterende strømnett på en kostnadseffektiv måte.

Hva er den tekniske verktøykassen som er tilgjengelig for å øke handlingsrommet for solkraft i en norsk

Distribuert solkraft på bygg i kombinasjon med lagring og styring kan blant annet gi lavere nettoverføringstap, reduksjon av effekttopper på sluttbrukersiden, økt utnyttelse av eksisterende nett og konfliktfri kraftproduksjon fra bygningsflater.

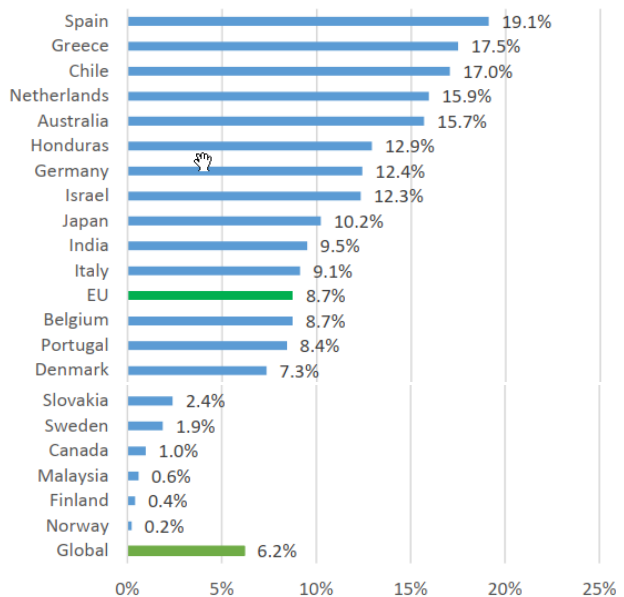
kontekst, og i hvilken grad vil de være tilstrekkelige for å dekke behovene vi har for å fase inn betydelige mengder solkraft i eksisterende kraftnett fremover? Målet med dette kapitlet er å se på hvordan utfordringer kan håndteres på kort sikt og hvor

mye handlingsrommet kan økes i eksisterende lavspent nettinfrastruktur ved å ta i bruk tekniske verktøy hos prosumenter og nettselskap (videre omtalt som teknisk verktøykasse), slik at fordelene med solkraft kan realiseres. Distribuert solkraft på bygg i kombinasjon med lagring og styring kan blant annet gi lavere nettoverføringstap, reduksjon av effekttopper (lavere samtidig forbruk) på sluttbrukersiden, økt utnyttelse av eksisterende kraftnett og konfliktfri kraftproduksjon fra bygningsflater. Kapitlet skal også gi et faglig grunnlag til diskusjonen om hva som skal til for å utnytte dette potensialet.

Ved utforming av den tekniske verktøykassen er det er både tatt hensyn til erfaringer fra andre land i Europa og nettutfordringer vi allerede ser i Norge i dag. I Norge. Dette er kort beskrevet under.

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

Det ble satt en ny rekord juni 2023 da 15 % av strømproduksjonen i EU kom fra solceller. Det norske målet om 8 TWh strømproduksjon fra solkraft 2030 vil tilsvare om lag 5 % av den totale strømproduksjonen i Norge. Dette betyr at vi har mye å lære av Europa for å innfase store mengder solkraft i eksisterende kraftnett på en kostnadseffektiv måte. Norge kan sette store solkraftambisjoner uten å måtte være i front av teknologi- og standardutvikling. Figur 3-1 viser eksisterende andel solkraft i energimiksen i et normalår for et utvalg land. De fleste av dem har en langt høyere andel solkraft i dagens energimiks sammenlignet med Norge og demonstrerer mulighetsrommet, samtidig som andelen solkraft øker år for år. Teknisk verktøykasse er derfor basert på erfaringer med nettutfordringer med solkraftanlegg i Norge og erfaringer fra andre land som beskrevet i kapittel 4.3.



Figur 3-1: Andel solkraft i energimiksen for et utvalg land (2022) [42]

Videre jobbes det systematisk i EU med å harmonisere ambisjoner om høy fornybarandel i kraftnettet med reguleringsmyndighetene og solenergibransjen. 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 et eksempel på et sentralt forskningssamarbeid 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 [11].

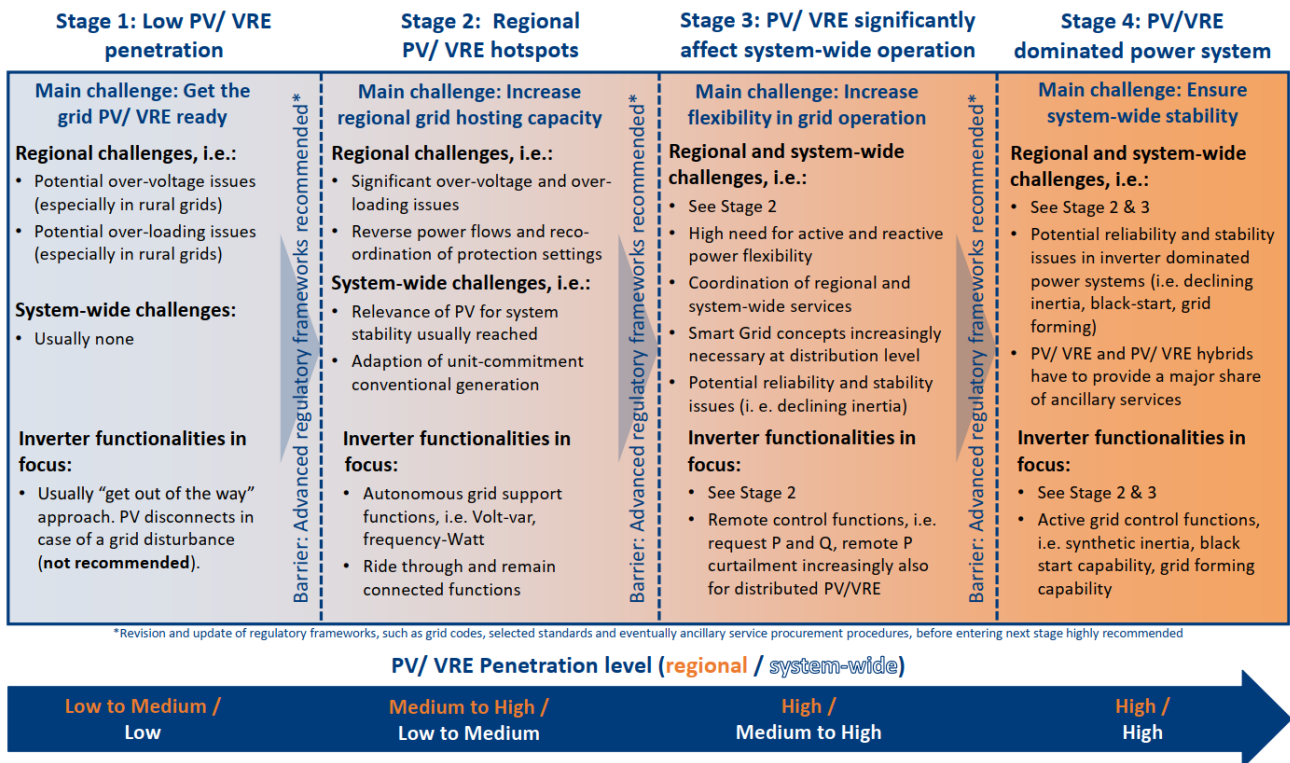
3.2 Metode og forutsetninger

Multiconsults solenergirådgivere har vært ansvarlige for prosessen med å samle informasjon, skrive, harmonisere og forankre svar på spørsmålene som stilles i kapittelet, og 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.

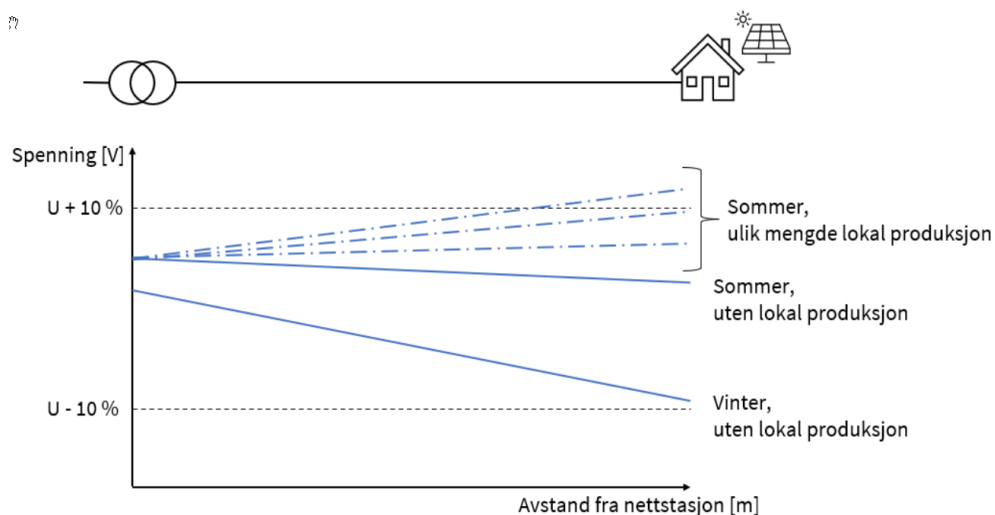
3.3 Problembeskrivelse

Tekniske utfordringer og løsninger som er relevante for den norske konteksten med fokus på distribusjonsnettets samsvarer med erfaringer fra Europa. Figur 3-2 utarbeidet av IEA PVPS viser en generell oversikt over typiske utfordringer som oppstår hos nettansvarlige ved økende andel solkraft i energimiksen i Europeiske land [12].



Figur 3-2: Tekniske utfordringer ved ulike nivåer av lokal kraftproduksjon i distribusjonsnett

De tekniske utfordringene ved lavere andel solkraft i den store energimiksen er hovedsakelig knyttet til lokale spenningsutfordringer og termiske overbelastninger ved høy innmating. Tekniske utfordringer kan oppstå 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 spenningskvaliteten går utenfor grenseverdiene som gitt av forskrift for leveringskvalitet. Figur 3-3 illustrerer hvordan spenningen i enden av en radial øker som følge av innmating av solkraft.



Figur 3-3: Spenningsøkning som følge av innmating av solkraft. Kilde: NVE

Å holde alle nettkundene innenfor det tillatte spenningsintervallet, både for scenariet der alle har høy last, og der alle har høy produksjon – i noen tilfeller samtidig, er en utfordring netteiere har. Eksempelvis kan netteiere måtte forholde seg til to ulike nettkunder ytterst på to radialer under samme nettstasjon, 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.

De tekniske utfordringene man kan møte på kort sikt er hovedsakelig lokale spenningsutfordringer og termiske overbelastninger ved høy innmating

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» [13] 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 hurtigladdere 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 inntektsreguleringen 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.

I dag er det tillatt for prosumenter å innmate solkraft i kraftnettet opp til 100 % av overbelastningsvernet. Kraftnettet er dimensjonert med en samtidighetsfaktor som forutsetter at bare en andel av den samlede størrelsen på overspenningsvern for det lokale nettområdet benyttes samtidig. I et tenkt tilfelle med full samtidig innmating av alle nettkunder i et boligfelt kan det medføre termisk overbelastning av kabler eller transformatorer. Dette er ennå ikke en høyaktuell problemstilling i Norge, noe som henger sammen med at det utbygd lite solkraft i Norge, men bør tas høyde for i planer for solkraftutbygging.

I sentralnettet er det også problemstillinger å ta høyde for. Statnett frykter at den voksende andelen uregulerbar kraft som sol- og vindkraft som kommer inn i det nordiske kraftsystemet truer frekvensstabiliteten allerede om fire år, dersom vi ikke gjør noe i dag [14].

3.4 Resultater

Et forslag til teknisk verktøykasse med målsetning om å utvide handlingsrommet for installasjon av store mengder solkraft i eksisterende nett, også etter 2030, er gitt av Tabell 3-1.

Denne tabellen har 9 kolonner. Den første kolonnen fra venstre er en nummerering av tiltaket. Neste kolonne, «Verktøykassetiltak», beskriver tiltaket. Tredje kolonne fra venstre presenterer en lav, middels eller høy vurdering om tiltaket effektivt bidrar til løsning på utfordringen. Kolonnen «Samfunnskostnad» sier noe om tiltaket helhetlig sett vil ha en lav, middels eller høy kostnad (usikkerheter rundt dette diskuteres i kapittel 3.5 under). De neste kolonnene gjør en vurdering av hvilke utfordringer tiltaket løser (spenningsutfordringer, termisk overbelastning, redusert effekttopper (avlaste flyten i kraftnettet ved å redusere samtidig strømforbruk) og frekvensutfordringer). Kommentarfeltet gir en utdypende forklaring på tiltaket.

Verktøykassetiltakene har ingen prioritert rekkefølge, og flere av tiltakene kan brukes samtidig. Usikkerheter, herunder ulemper og fordeler, samt økonomiske betraktninger med hvert av tiltakene er beskrevet videre i kapitlet.

Tabell 3-1: Teknisk verktøykasse – solkraft i kombinasjon med lagring og styring

| Nr | Verktøykassetiltak | Effekt opp mot målsetning | Samfunnskostnad | Reduserer Lokale spennings- utfordringer | Reduserer termisk overbelastning | Redusert effekt-topp | Frekvens | Kommentar |
|----|---|---------------------------|-----------------|---|----------------------------------|----------------------|----------|--|
| 1 | Nettjeneste fra Vekselretter: Reaktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – $Q(U)/\cos\phi(P)$. | Lav | Lav | ✓ | | | | Reaktiv effekt er den «ikke-aktive» energien som kan styres til å hjelpe til med å opprettholde stabil spenning i nettet under varierende produksjonsforhold fra solcelleanlegget. I de fleste lavspennetnett er nettet overveiende resistivt og spenningsregulering med reaktiv effekt vil derfor ha begrenset effekt. Tjenesten innebærer at vekselretter mater inn eller absorberer reaktiv effekt basert på målt spenning, $Q(U)$, eller basert på aktiv effektproduksjon ved å justere effektfaktor, $\cos\phi(P)$. |
| 2 | Nettjeneste fra Vekselretter: Aktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – $P(U)$. Solkraft strupes behovsbasert ved høy spenning | Høy | Lav-høy | ✓ | | | | Spenningsregulering med aktiv effekt er effektivt i lavspennetnett som er overveiende resistivt. Tjenesten innebærer at vekselretter struper solkraftproduksjonen basert på målt spenning, $P(U)$, også kalt dynamisk struping. |
| 3 | Nettjeneste fra Vekselretter: Sette maksgrense for tillatt innmating i tilknytningspunktet | Middels | Lav | ✓ | ✓ | | | Solkraftproduksjonen strupes når innmatingen i strømmettet overstiger en angitt grense |

| | | | | | | | | |
|----|---|-----------------------------|-------------------|---|---|---|--|--|
| 4 | Implisitt fleksibilitet – Energistyring per bygg: Solkraften brukes mest mulig direkte der den produseres vha energistyring av fleksible laster som elbillading, varmtvannsbereder og oppvarmingsanlegg, og lagring som batterier. | Middels | Lav-høy | ✓ | ✓ | ✓ | Forbrukerfleksibilitet kan benyttes for å forbruke den uregulerbare solkraftproduksjonen lokalt i distribusjonsnettet. På den måten begrenses kraften som mates ut på kraftnettet. Forbrukerfleksibilitet lokalt i bygget eller på områdenivå. | |
| 5 | Implisitt fleksibilitet – Energistyring på områdenivå: Lokale energisamfunn / industriområder / store industribygg samarbeider kollektivt om å produsere, lagre og forbruke solkraft lokalt der den produseres vha koordinert styring av fleksible laster mellom bygg og eiendommer i et område (koordinering av sammenlagingsfaktor) | Høy | Lav-høy | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Forbrukerfleksibilitet kan benyttes for å forbruke den uregulerbare solkraftproduksjonen lokalt i distribusjonsnettet. På den måten begrenses kraften som mates ut på kraftnettet. Forbrukerfleksibilitet gjøres lokalt i bygget og/eller på områdenivå. |
| 6 | Eksplisitt fleksibilitet sentralt- deltakelse i Statnetts fleksibilitetsmarkeder (frekvens). FFR/FCR nedregulering. | Lav (hjelper sentralnettet) | Lav | | | | ✓ | Behovet for fleksibilitetsreserver og frekvensstøtte øker med økende andel uregulerbar kraft som solkraft i nettet. Forbrukerfleksibilitet med hurtig respons kan bidra med fleksibilitetsreserver og frekvensstøtte. |
| 7 | Eksplisitt fleksibilitet lokalt – Solkraft deltar i lokale flaskehalsmarkeder (bilaterale avtaler mot nett eller markeds plass for å løse lokale utfordringer i distribusjonsnettet). | Lokasjonsavhengig | Lokasjonsavhengig | ✓ | ✓ | ✓ | | Ved å redusere solkraftproduksjonen basert på målt frekvens kan solcelleanlegg bidra med frekvensstøtte, P(f). |
| 8 | Nettkunden velger å installere mindre solkraftanlegg / redusert størrelse på vekselretter | Lav | Lav | ✓ | ✓ | ✓ | | Dersom størrelsen på solcelleanlegget tilpasses forbruket for å minimere eksport til kraftnettet vil netutfordringer som termisk overbelastning og overspenninger kunne unngås. |
| 9 | Konvensjonell nettførsterkning – Bytte til kabler, trafoer etc. med økt ytelse, inkludert overgang til 400 V. | Høy | Lav - høy | ✓ | ✓ | ✓ | | Nettførsterkning for å øke kapasiteten for eksport av solkraft kan være aktuelt i noen tilfeller. Det er mest kostnadseffektivt der det er behov for nettførsterkninger for å kunne forsyne økt forbruk der nettførsterkningen samtidig bidrar til å kunne eksportere en økt andel solkraft. |
| 10 | Netteiers batterier – Bruk av batterisystemer i lavspentnettet på netteiers side av måler | Middels | Medium - høy | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | Nettførsterkning for å øke kapasiteten for eksport av solkraft kan være aktuelt i noen tilfeller. Det er mest kostnadseffektivt der det er behov for nettførsterkninger for å kunne forsyne økt forbruk der nettførsterkningen samtidig bidrar til å kunne eksportere en økt andel solkraft. |

| | | | | | | | |
|----|--|---------|---------|---|---|--|---|
| 11 | Spenningsregulering i lavspenningsnett på netteiers side av måler – Bruk av autotrinnede fordelingstransformatorer eller serieregulator (spenningsbooster) | Middels | Middels | ✓ | | | I tilfeller der økt solkraftproduksjon fører til overspenninger kan installasjon av autotrinnede nettstasjoner eller serieregulatorer bidra med å regulere spenningen ned. |
| 12 | Overgang fra IT-nett til TN-nett | Høy | Lav-Høy | ✓ | ✓ | | Netteiere opplever i liten grad spenningsutfordringer fra solkraft der de har TN-nett. Vekselrettere for solkraft og batterier som produseres på verdensmarkedet tilpasses i liten grad det norske IT-systemet. TN-nett gir som konsekvens bl.a. billigere solcelleanlegg, og enklere og billigere tilgang til vekselrettere med innebygde og standardiserte netttjenester. |

3.5 Usikkerhet

Målet med teknisk verktøykasse er å utvide handlingsrommet for installasjon av store mengder solkraft i eksisterende nett, også etter 2030. Dette kapittelet ser på usikkerheten rundt kostnadsvurderinger i forbindelse med verktøykassetiltakene, samt peker på ulemper og fordeler med de enkelte tiltakene, oppsummert i Tabell 3-3 under.

3.5.1 Kostnadsvurderinger av tiltakene

Fornybar Norge-rapporten «Hvordan få solkraft fra Norges hustak inn i kraftsystemet?» [5] peker på hvordan innmating av solkraft kan utløse behov for ulike tiltak med anslåtte kostnader, som vist i Tabell 3-2 fra Fornybar Norge under.

Tabell 3-2: Tabell fra Fornybar Norge rapporten «Hvordan få solkraft fra Norges hustak inn i kraftsystemet?», tiltakskostnader for innmating av solkraft

| Nettmodell | Antall kunder | Nettforsterkning [mrdNOK] | Struping* [mrdNOK] | Batteri [mrdNOK] |
|----------------|------------------|---------------------------|--------------------|------------------|
| Grisgrendt 1 | 750 000 | 8 | 2 | 8 |
| Grisgrendt 2 | 590 000** | 20 - 70 | 23 | 21 |
| Forstadsområde | 780 000 | 9 | 0,6 | 4 |
| Rekkehus | 1 180 000 | - | - | - |
| Totalt | 3 300 000 | 37 - 87 | 26 | 33 |

* Nåverdien over 20 år ** 18% av kundene

Fornybar Norges rapport [5] peker på «at totale nødvendige investeringer i nettet kan bli på mellom 37 og 87 milliarder kroner dersom alle forbrukere hadde matet inn sin antatt maksimale produksjonskapasitet samtidig. Til sammenlikning er kostnaden ved å installere batterilager i hver bolig anslått til 33 milliarder kroner. Innføring av struping for å slippe nettforsterkninger er anslått å medføre et verditap på 26 milliarder kroner (2019-priser).»

Et svært viktig funn her er at ca 80-90 % av kostnadene kommer fra de 18 % av byggene/boligene som er tilknyttet et så svakt nett at det ikke er kapasitet til hverken nytt uttak eller innmating (se nettmodell «grisgrendt» i Tabell 3-2 over). Hverken nettforsterkning, batterier eller struping vil være gode kostnadseffektive løsninger for denne gruppen. En nettoppgraderingskostnad på 20-70 mrd for en liten andel solkraftutbygging vil neppe være økonomisk forsvarlig. Teknisk verktøykasse sammen med regulatoriske tiltak (diskutert i kapittel 4) kan derimot i flere tilfeller øke mulighetsrommet for tilknytning av solkraft der også nettet er svakt, eksempel ved bruk av energistyring i bygget eller mellom flere bygg/et område. For eksempel vil en delingsordning for næring, som vedtatt i Regjeringens og Stortingets Solpakke

2023 [1], bidra til å øke dette mulighetsrommet. Markedsmessige og regulatoriske tiltak for å ta i bruk verktøykassen er presentert i sin helhet i kapittel 4.

Teknisk Verktøykasse, Tabell 3-1 over fremhever struping som en god løsning for å løse lokale spenningsutfordringer. Her er det viktig å skille på struping som et verktøy der nettkapasiteten er god og der nettkapasiteten er dårlig. Det vil i dag være kostbart å bygge solceller med full takutnyttelse for prosumenter som er tilknyttet svært svake nett og deretter strupe produksjon. Men struping som benyttes for å ta de få problemtimene der nettet har ok/god kapasitet kan imidlertid være et kostnadseffektivt verktøy. Kostnaden ved struping for den store majoriteten av prosumentene i Fornybar Norges rapport ble beregnet å være kun 1-3 % av årsproduksjonen. Dynamisk struping kan for de fleste anleggene være et effektivt og rimelig verktøy for å ta bort de få timene i året som skaper nettproblemer, og samtidig tillate et stort solcelleanlegg som kan produsere mye strøm på vår, høst og på andre tider av døgnet.

Krav til innmating til nettet kan være dynamisk eller statisk, der statisk setter faste grenseverdier, mens dynamiske grenseverdier hensyntar at det for mange timer er mulig å innmate 100 % grunnet øvrig lokalt forbruk eller andre forhold. Derfor er det dynamiske krav til innmating som tilrettelegger best for mulighetsrommet i lavspent distribusjonsnett - noe annet ville medføre unødvendige begrensninger for solkraft der struping samfunnsnyttig fornybar kraft vil bidra til lavere lønnsomhet for utbygger/prosument. Med tanke på å utnytte nettets kapasitet på lavspenningssiden bør heller ikke innmatingsgrensen være per bygg, men legge til rette for lokalt forbruk blant bygg som er i nærheten av hverandre. I de aller fleste tilfeller trenger ikke solkraften brukes i samme bygg som den produseres, men vil med fordel måtte brukes nedstrøms for nettstasjonen/transformatorstasjonen den er tilknyttet for å unngå overbelastning på høyere nettnivå. Hva som er den mest nærliggende flaskehalsen i oppstrøms nett, varierer fra nett til nett.

Målet med tekniske verktøykassen er å bidra til forståelse for hvilke tekniske og regulatoriske grep som kan øke mulighetsrommet for tilknytning av solkraft i Norge, også etter 2030. Regulatoriske virkemidler er presentert i kapittel 4 under. Et eksempel på en regulatorisk utfordring netteier har i dag er at prosumenter har rett å eksportere for full utnyttelse av hovedsikring som kan føre til et volum av innmating som skaper et problem i svakt nett, og verktøyet som ofte brukes av nettselskapet i dag er forsterkning av nettet. Og som vi ser fra Tabell 3-1 over kan dette ha en høy kostnad.

Hva som er fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger i disse tilfellene er gjenstand for egen diskusjon mellom nettselskapene, solbransjen og regulatoriske myndigheter. Dette må løses slik at det ikke går på bekostning av de som vil bygge store solkraftanlegg der det faktisk er tilstrekkelig sterkt nett.

Det er derfor viktig å klare å skille mellom tilfellene der nettkapasiteten er god, og der den er dårlig, når en lager tekniske og regulatoriske krav med mål om å utnytte mulighetsrommet for samfunnsøkonomisk rasjonelle solkraftinstallasjoner. I tillegg bør tekniske krav som utnytter mulighetsrommet i lavspenningsnett ha fokus på hva som tillates innmatet, ikke på hva som tillates installert.

3.5.2 Verktøykassetiltakenes fordeler og ulemper.

Verktøykassetiltakene kan ha ulemper og fordeler, også utover den utfordringen det er ment å løse. Dette er diskutert i Tabell 3-3 under og kan være et bidrag til å vedta fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger for å bidra til å nå målet om 8TWh solkraftproduksjon i 2030. Regulatoriske utfordringer og virkemidler presenteres i kapittel 4.

Tabell 3-3: Verktøykassetiltakenes fordeler og ulemper

| | Verktøykassetiltak | Fordeler | Ulemper/Usikkerhet |
|---|---|--|---|
| 1 | Nettjeneste fra Vekselretter: Reaktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – $Q(U)/\cos\phi(P)$. | Reaktiv effekt er den «ikke-aktive» energien som kan styres til å hjelpe til med å opprettholde stabil spenning i nettet under varierende produksjonsforhold fra solcelleanlegget. Vekselrettere har denne funksjonen og kostnad for å ta i bruk denne funksjonen er lav. | I de fleste lavspenningsnett er nettet overveiende resistivt og spenningsregulering med reaktiv effekt vil derfor ha begrenset effekt. |
| 2 | Nettjeneste fra Vekselretter: Aktiv effekt kompenserer for spenningsstigning – $P(U)$. Solkraft strupes behovsbasert ved høy spenning (dynamisk struping). | Aktiv effekt (den faktiske energiproduksjonen) kan også kompensere for spenningsstigning ved å strupe produksjonen. Dette er et kostnadseffektivt tiltak der nettet er sterkt og struping kun skjer noen timer på sommeren. | Struping av overskuddsproduksjon fra store solcelleanlegg med lav innmatingskapasitet har derimot en høy kostnad og vil nok ikke være den beste løsningen for disse tilfellene. Det er også noen tekniske utfordringer for utstyr beregnet for europeisk 400 V TN-nett som installeres i 230 V IT-nett som det er mye av i Norge, som må arbeides målrettet med for å løses på en tilfredsstillende måte for alle parter. |
| 3 | Nettjeneste fra Vekselretter: Sette maksgrænse for tillatt innmating i tilknytningspunktet | Solkraftproduksjonen strupes når innmatingen overstiger en angitt grense. Vekselrettere har denne funksjonen og kostnad for å ta i bruk denne funksjonen er i seg selv lav. | Struping av solkraftproduksjon over en angitt maksgrænse vil slå uheldig ut ved at man struper mer solkraft enn nødvendig og er dermed ikke det mest kostnadseffektive tiltaket totalt sett. |
| 4 | Implisitt fleksibilitet – Energistyring per bygg: Solkraften brukes mest mulig direkte der den produseres vha energistyring av fleksible laster som elbillading, varmtvannsbereder og oppvarmingsanlegg, og lagring som batterier. | Forbrukerfleksibilitet kan benyttes for å forbruke den uregulerbare solkraftproduksjonen lokalt i distribusjonsnettet. På den måten begrenses kraften som mates ut på kraftnettet. Forbrukerfleksibilitet lokalt i bygget eller på områdenivå. Siden solkraftens produksjonsprofil ofte avviker fra forbruksprofilen i bygget, vil smart energistyring kunne bidra til at mer strøm brukes lokalt. | Etablering av smarte energistyringssystemer kan ha en lav kostnad, men også være kostbare og kompliserte. Et batteri kun med formålet å lagre solkraft til senere bruk vil i dag ha en høy kostnad. Men dette bildet kan endre seg i fremtiden ved at batterier blir billigere, men også ved at batterier får andre funksjoner som å bidra i frekvensmarkeder og dermed blir en betalt ressurs for netteier. |

| | | | |
|---|---|--|--|
| 5 | <p>Implisitt fleksibilitet – Energistyring på områdenivå: Lokale energisamfunn / industriområder / store industribygg samarbeider kollektivt om å produsere, lagre og forbruke solkraft lokalt der den produseres vha koordinert styring av fleksible laster mellom bygg og eiendommer i et område (koordinering av sammenlagingsfaktor)</p> | <p>Solkraft belaster nettet minst hvis det meste av produksjonen brukes lokalt. Ved å gjøre det attraktivt for områder å produsere, dele og forbruke lokal energiproduksjon vil ha mange positive effekter. Forbruksfleksibilitet fra mange ulike kilder er godt egnet til å løse effektutfordringer, gjennom å kutte forbruk i korte perioder, bytte til en annen energikilde eller ved å flytte forbruk fra toppplasttimene til andre timer på døgnet, gjerne ved hjelp av batterier eller termiske lager. Dette vil igjen redusere investeringer i nettet. Og det kan også argumenteres for at det vil være mindre kostbart å anskaffe et felles batteri for et område enn at hvert bygg anskaffer dette for eget formål. Nærenergiløsninger kan derfor bidra til at nettoppgraderinger kan utsettes i områder med underskudd av kraft og effektutfordringer.</p> | <p>Etablering av smarte energistyringssystemer kan være kostbare. Et batteri kun med formålet å lagre solkraft til senere bruk vil i dag ha en høy kostnad.</p> |
| 6 | <p>Eksplisitt fleksibilitet sentralt- deltakelse i Statnetts fleksibilitetsmarkeder (frekvens). FFR/FCR nedregulering.</p> | <p>Behovet for fleksibilitetsreserver og frekvensstøtte øker med økende andel uregulerbar kraft som solkraft i nettet. Forbrukerfleksibilitet med hurtig respons kan bidra med fleksibilitetsreserver og frekvensstøtte. Mer uregulerbar kraft betyr et større behov for deltakelse i Statnetts fleksibilitetsmarkeder, som på sikt kan bidra til lønnsomhet i anskaffelser av bla batterier.</p> | <p>Frekvensstabilitet er en utfordring som må løses med økt uregulerbar kraft. Batterier er særlig aktuelt for disse markedene, men foreløpig ikke lønnsomt i Norge. Statnett frykter at den voksende andelen uregulerbar kraft som sol- og vindkraft som kommer inn i det nordiske kraftsystemet truer frekvensstabiliteten allerede om fire år, dersom vi ikke gjør noe i dag [14]</p> |
| 7 | <p>Eksplisitt fleksibilitet lokalt – Solkraft deltar i lokale flaskehalsmarkeder (bilaterale avtaler mot nett eller markeds plass for å løse lokale utfordringer i distribusjonsnettet).</p> | <p>Krever ikke endring i regulering, kan løse lokale flaskehals</p> | <p>Kan være tid- og arbeidskrevende å få opp. Avhenger av at et tilstrekkelig antall deltar i ordningen i et begrenset område, og krever casespesifikke løsninger.</p> |
| 8 | <p>Prosumenten velger å installere mindre solkraftanlegg / redusert størrelse på vekselretter</p> | <p>Det er mer bedre å bygge et lite solkraftanlegg som er tilpasset forbruket i bygget, enn et stort solkraftanlegg der mye av produksjonen må strupes pga dårlig nettkapasitet. Mulige løsninger</p> | <p>Det kan være en ulempe at det bygges mindre anlegg enn det det er plass til på taket, hvis det likevel er et forbruk i nærheten som kunne hatt nytte av solkraften. Nettutfordringen må da løses</p> |

| | | | |
|----|---|--|---|
| | | for større anlegg kan være tiltak 4 og 5 over, energistyring i bygg og på områdenivå. | med tiltak 4 og 5 over (smarte energistyringsløsninger og delingsløsninger) |
| 9 | Konvensjonell nettforsterkning – Bytte til kabler, trafoer etc. med økt ytelse, inkludert overgang til 400 V. | Nettforsterkning kan være god løsning der kraftbehovet er stort, spesielt i de tilfeller der kombinasjonene pkt 1-3 ikke gir tilstrekkelig mulighetsrom for egenproduksjon av solkraft, og at det er ønske om å mate inn mer solkraft i nettet enn det er kapasitet til, og det anses samfunnsøkonomisk fornuftig. Et eksempel kan være næringsparker med behov for mer kraft til elektrifisering og utvidelser av egen næring, i tillegg til solkraftutbygging. Her kan nettforsterkningen både være den beste og den mest lønnsomme investeringen. | Nettforsterkning kan ha en høy kostnad i forhold til kraftbidraget i kWh fra solkraftanlegg som etableres i et område med svakt nett uten mye lokal egenforbruk av strøm. En annen utfordringen er at nettforsterkning ofte tar tid å etablere. |
| 10 | Netteiers batterier – Bruk av batterisystemer i lavspennetnettet på netteiers side av måler | Batterier er en teknisk god løsning som kan bidra til å utsette nettinvesteringer. Bruk av batterisystemer kan være like kostbart som å oppgradere nettet, men har mulig kortere leveringstid og kan fungere som en midlertidig løsning. Batterier vil også kunne fungere som en løsning i frekvensmarkeder i fremtiden. | En ulempe er at batterier er kostbart og må brukes der det er den mest lønnsomme løsningen. En annen utfordring er at nettselskaper ikke har mulighet til å eie batterier og har heller ikke tilstrekkelige insentiver for å leie batteri som en tjeneste, |
| 11 | Spenningsregulering i lavspennetnettet på netteiers side av måler – Bruk av autotrinnede fordelingstransformatorer eller serieregulator (spenningsbooster) | Dette kan være en løsning for å håndtere spenningsproblematikk, spesielt der vekselrettere ikke har funksjonalitet for dynamisk struping. | Dette er testet i Norge, men krever en oppgradering av transformatorer som er relativt kostbart. Denne løsningen bør testes ut videre. |
| 12 | Styrket overgang fra IT-nett til TN-nett | Netteiere opplever i liten grad spenningsutfordringer fra solkraft der de har TN-nett. Elektriske produkter som produseres på verdensmarkedet tilpasses i liten grad det norske IT-systemet. Solkraft legges til en allerede lang liste over tungtveiende argumenter for hvorfor overgang til TN-nett er en god ide. TN-nett gir som konsekvens bl.a. billigere solcelleanlegg, og enklere og billigere tilgang til vekselrettere med innebygde og standardiserte netjtjenester | 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. |

3.6 Hovedfunn

Resultatet av å ta i bruk den tekniske verktøykassen på riktig måte er kort fortalt at målet om 8 TWh solkraft kan installeres uten at nettet overbelastes. Så lenge solkraften forbrukes lokalt i lavspent distribusjonsnett og innmatingen holdes under grenseverdiene for spenning og strømføring er det i prinsippet ingen grense for hvor mye solkraft som kan installeres i lavspent distribusjonsnett – den tekniske verktøykassen gjør dette mulig. For å ivareta kontroll fra et nettperspektiv innebærer verktøykassen at en andel av produksjonen i praksis vil strupes i tilfellet der solkraften overgår forbruket lokalt.

Kostnaden for å ta den tekniske verktøykassen i bruk vil være avhengig av lokale nettforhold og for flere av tiltakene vil den kostnaden kunne variere fra lav til høy. De aller fleste nettkunder er tilknyttet nett med god kapasitet for solkraft i lavspent distribusjonsnett, og her er det rimelig å anta at det vil være mulig å utnytte solkraftpotensialet til en forholdsvis lav nettkostnad. Løsningene som det må investeres i for å utnytte mulighetsrommet, er løsninger som gjør at netteier har kontroll på at innmating ikke overstiger grenseverdiene, og som lagrer og styrer energibruken innenfor grenseverdiene. Ressursene som inngår her er vekselrettere som gir netjtjenester og fleksibelt forbruk som elbillading, varmtvannsbereder og lagringssystemer som batterier – alt etter hva som anses privat, bedrifts- og samfunnsøkonomisk. De samme løsningene som bidrar til at vi kan fase inn mer solkraft i nettet, kan bidra til effektutjevning og økt utnyttelse av strømmettet – dermed vil de mindre kostnadene som medfører av å innfase solkraft samtidig bidra til samfunnsøkonomiske verdier.

For et mindretall av norske bygg der nettkapasiteten er svært dårlig vil den tekniske verktøykassen som skal til for å fase inn solkraftpotensiale ha en høy kostnad. Her vil det kreves dimensjonering av store batterier, etablering av mer kompliserte mikrogrid-løsninger, omfattende nettinvesteringer og høy grad av strupet solkraft. Hva som er fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger i disse tilfellene er gjenstand for egen diskusjon mellom nettselskapene, solbransjen og regulatoriske myndigheter.

I noen tilfeller er kan nettutbygging til en høy kostnad være eneste fornuftige løsning, spesielt hvis dette også bidrar til elektrifisering av for eksempel næringsområder eller bilparken og dermed økt forbruk lokalt, i tillegg til utbygging av solenergi. Det er viktig å ikke glemme at nettutbygging er et av de viktigste tiltakene for å elektrifisere samfunnet og for å nå klimamålene, uavhengig av solkraftutbygging, og må prioriteres høyt.

HOVEDFUNN OPPSUMMERT

- Resultatet av å ta i bruk den tekniske verktøykassen på riktig måte er kort fortalt at målet om 8TWh solkraft kan installeres uten at nettet overbelastes
- For å ivareta kontroll fra et nettperspektiv innebærer verktøykassen en «sikkerhetsventil» - at en andel av produksjonen i praksis vil strupes i tilfellet der solkraften ikke tilstrekkelig egenforbrukes lokalt. For særlig solrike dager når forbruket er lavt kan dette utgjøre en stor andel i enkelte timer, men det kan likevel være fornuftig året sett under ett.
- De aller fleste nettkunder er tilknyttet nett med god kapasitet for solkraft i lavspent distribusjonsnett, og her er det rimelig å anta at det vil være mulig å utnytte solkraftkapasiteten til en forholdsvis lav kostnad. De samme løsningene som bidrar til at vi kan fase inn mer solkraft i nettet, slik som smart energistyring i bygg eller i et område, kan bidra til effektutjevning og økt utnyttelse av strømmettet
- For den andelen av norsk bygningsmasse der nettkapasiteten er svært dårlig, vil den tekniske verktøykassen som skal til for å fase inn solkraftpotensiale ha en høy kostnad. Hva som er fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger i disse tilfellene er gjenstand for egen diskusjon mellom nettselskapene, solbransjen og regulatoriske myndigheter. Dette må løses slik at det ikke går på bekostning av de som vil bygge store solkraftanlegg der det faktisk er tilstrekkelig sterkt nett
- 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. Resultatene er oppnåelige, og det beste resultatet oppnås med en kombinasjon av tiltak på nettsiden og prosumentensiden – men vil ikke oppnås uten omstillingsarbeider hos både netteier og solenergibransjen

For å unngå at tiltakene i verktøykassen virker hemmende på investeringslysten til prosumentene der nettet faktisk har god innmatingskapasitet, vil det være viktig å se på regulatoriske tiltak og andre virkemidler som i sum gjør at den helhetlige lønnsomhetscasen ikke forringes, og aller helst styrkes slik at markedsutviklingen kan skje i tråd med målsetningene.

Det største tekniske potensialet er i stor grad sammenfallende med tilfellene der nettet har god kapasitet for solkraft. Majoriteten av nettkundene som representerer de fleste og sannsynligvis også de største takflatene. Dette viktige funnet sannsynliggjør at det er fullt mulig å oppnå en høy andel solkraft i nettet – også i det norske – uten at dette behøver å medføre høye kostnader, og vil utløse fordelene ved å raskt få på plass et stort volum lokal kraftproduksjon.

Den tekniske verktøykassen som skal bidra til å løse de tekniske utfordringer samtidig som solkraftpotensialet kan utnyttes innebærer både tiltak som kan gjøres i markedet på prosumentensiden, og tiltak som kan gjøres på netteiersiden. Mange av tiltakene kan kombineres og flere tiltak utgjør et samspill mellom partene.

Realisering av potensiale for solkraft i lavspenningsnettet 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. Godt kunnskapsgrunnlag og gode forberedelser kan sikre en kostnadsoptimal utvikling når utfordringene og behovene melder seg.

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. Det er også noen tekniske utfordringer for utstyr beregnet for europeisk 400 V TN-nett som installeres i 230 V IT-nett som det er mye av i Norge, som må arbeides målrettet med for å løses på en tilfredsstillende måte for alle parter. Resultatene er etter vår mening oppnåelige, og det beste resultatet oppnås med en kombinasjon av tiltak på nettsiden og prosumentensiden – men vil ikke oppnås uten omstillingsarbeid hos både netteier og solenergibransjen. 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.

4 Tiltak for å øke handlingsrommet for distribuert solkraftproduksjon i eksisterende nett

4.1 Introduksjon

En viktig del av kunnskapsinnhenting til denne rapporten har vært jevnlig dialog og workshops med nettselskaper, RME, Fornybar Norge, eksperter fra solenergi bransjen og oppdragsgivere.

4. mai 2023 ble det arrangert en workshop med fokus på barrierer og muligheter for å ta i bruk verktøykassen som muliggjør mer lokal solkraftproduksjon i strømmettet.

Kapitlet beskriver forslag til markedstiltak og regulatoriske endringer som gir nettselskapene og prosumertene de riktige incentivene for å ta i bruk den tilgjengelige tekniske verktøykassen som muliggjør at strømmettet kan ta imot betydelige mengder distribuert kraftproduksjon på en tids- og kostnadseffektiv måte.

Dette kapitlet oppsummerer først problemstillinger sett fra prosumert, nettselskap og myndigheter. Deretter oppsummeres løsninger, hvor en også har hentet inspirasjon fra andre europeiske land.

Det har i prosessen blitt klart at flere tiltak i verktøykassen, helt eller delvis, kan realiseres i dag, bare interessentene blir kjent med mulighetene (kunnskap), og realisering kan skje med bruk av markedet, avtaler og økonomiske incentiver, eller man kan gå veien om pålegg.

Et eksempel på dette er å få langt flere prosumenter ta nytte av Enovatilskuddet for smart varmtvannsbereder og smart strømstyring av varmtvannstanken, elbilladingen og varmekablene. Med slike installasjoner på plass har prosumertene mye mer å spille på når forhold i nettet tilsier at mest mulig av egenproduksjonen fra sol bør gå til eget forbruk. Informasjon om disse mulighetene er viktig.

Et annet eksempel er muligheten nettselskapene har til å finansiere utvikling av strømmettet gjennom tilgjengelige FoU midler som et tillegg til årlig inntektsramme. Nettselskapene kan få kostnadsdekning for opptil 0,3 % av sitt avkastningsgrunnlag, som for alle Norges nettselskaper kan summeres til 2,9 milliarder kroner. Av dette er kun 965 millioner blitt benyttet [15]. Disse midlene kan være en løsning for nettselskapene til å finansiere og teste ut løsninger gode og skalerbare løsninger.

4.2 Problembeskrivelse

For å foreslå markedsorienterte og regulatoriske grep for å tilrettelegge for bruk av verktøykassen må følgende svares ut: Hva er problemet og barrierene som må bygges bro over?

Og problemforståelsen er ikke nødvendigvis lik sett fra prosumerten, kunder uten solkraft, nettselskapet og myndighetene. Her oppsummeres fra workshops og øvrig dialog.

Prosumertene:

Når private og bedrifter vurderer å investere i solcelleanlegg, står de ovenfor flere utfordringer:

1. Usikkerhet om solkraftens verdi. Det er manglende informasjon om hvordan etablere gode vaner i egenproduksjonen og eget strømforbruk.
2. Økonomiske usikkerheter:
 - Solkraftanleggets verdi kan reduseres av flere grunner, blant annet strømpristimer som er svært lave eller hvis den lokale solkraftproduksjonen blir begrenset av kraftnettet.

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

- Det er uvisst om det økonomisk vil lønne seg å investere i utstyr som kan håndtere forbrukerfleksibilitet, som for eksempel lokal lagring i varmtvannsberedere eller elbillading når solkraftproduksjoner er høyst.
 - Tilpasningskostnader som kommer av IT-nett, for de kunder det måtte angå.
 - De som investerer i slik fleksibilitet, kan oppleve at det ofte er mer lønnsomt å bruke den til andre formål enn å redusere solkraftinnmating i nettet. Energiledet har begrenset størrelse og gir ikke incentiver til egenbruk. Regjeringens strømstøtte gir et insentiv for å maksimere eksport av solkraft når strømprisen er høy.
3. Begrensninger fra netteier: Noen som ønsker å installere solcelleanlegg kan bli hindret av strenge generelle begrensninger fra netteieren, selv om de er villige til å investere i teknologi som opprettholder spenningskvalitet
 4. Større produsenter: For de som velger å installere anlegg større enn plusskundegrensene, oppleves det komplisert å navigere i kraftmarkedet, med tanke på konsesjoner og regelverk.
 5. Mangel på incentiver for områdeløsninger: Større bygg og eiendommer kan ha mange strømmålere, som alle måles og avregnes separat. Dette kan begrense muligheten for å utnytte solkraften effektivt på tvers av målepunktene. Det vil ofte være teknisk mulig og lønnsomt å etablere et helhetlig energisystem for byggene sett under ett, men regelverkets krav til individuell måling begrenser mulighetene.

I sum viser dette at mange som er interesserte i solkraft står overfor utfordringer som kan begrense deres vilje og mulighet til investeringer. Dette kan resultere i at de ikke bidrar til å redusere topper i nettet, at de unnlater å investere i forbrukerfleksibilitet, eller at de velger mindre solcelleanlegg enn ønskelig. Det er behov for klarere incentiver og mer fleksible løsninger for å oppmuntre til større adopsjon av solkraft.

Netteiere:

Her er en oppsummering av utfordringene strømnetteiere møter når de skal integrere solkraft:

1. Likebehandling: Alle nettkunder skal behandles likt, men tekniske og regulatoriske forutsetninger kan påvirke nettkundene ulikt, basert på hvor de bor i forhold til en transformatorstasjon. Tilknytning på vilkår om utkobling kan bli mer brukt for nettkunder ytterst på en radial enn for en nettkunde som er nærmere transformatorstasjonen.
2. Økonomi: Netteiere får betalt etter hvor effektivt de distribuerer strøm. Når nettkunder installerer solkraft og blir prosumenter, kan det være at det kreves tiltak i nettet uten at det kan faktureres anleggsbidrag til den kommende prosumenten. Dette kan påvirke netteierens effektivitetsscore, og netteier får dermed et økonomisk insentiv for å begrense solkraft i slike tilfeller. Kostnadsbyrden ved tilrettelegging for sol er skjevfordelt mellom nettselskaper, det går ut over netteiere i solrike strøk, noe som oppleves urettferdig.
3. Et strømnnett som originalt ble utformet for enveis kraftflyt: Strømnettene vi har i dag ble laget for strøm som går én vei - fra kraftverk til sluttbrukerne. Erfaringsmessig har netteier dimensjonert for uttak med en sammenlagingsfaktor på rundt 40-50 %. Plusskunder har i dag rett å eksportere for full utnyttelse av hovedsikring, i teorien kan det føre til innmatingsmengder som distribusjonsnettet ikke er bygget for å håndtere. Særlig er dette utfordrende på sommeren med høy produksjon og lavt forbruk, som kan medføre spenningsproblemer i lokalt lavspennnett.
4. Tids- og ressursbruk: Netteiere må bruke mye tid på å håndtere nye solkrafttilkoblinger, spesielt for å sjekke at nettet kan håndtere den ekstra kraften. Netteier må i hvert tilfelle vurdere om nettinvesteringer er nødvendige for å ivareta forskrift for leveringskvalitet. For solkraft må dette

vurderes ift. nettets kapasitet i alle årets sesonger, mens det for forbruk ofte kun må sjekkes for kapasitet i vintersesongen.

5. Netteier er monopolist: Og kan følgelig ikke investere på nettkundens side av måleren, og ei heller selge tjenester som rådgivning, selv om en sitter på informasjon som kan hjelpe solkraftprodusenter.
6. Nettinvesteringer kan ta tid: Tiltak i lokalt distribusjonsnett har relativt kort ledetider, fra uker til et halvt år. Noen få av de større tiltakene på industribygg og solparker kan ta opp mot 1-2 år. De store solparkene med tilknytning i regionalt distribusjonsnett kan ta veldig lang tid - opptil 10 år for store prosjekter. Dette skaper en flaskehals når mange ønsker å installere solkraft.
7. Kontrollbehov: Netteiere vil være sikre på at de tekniske løsningene de gjør seg avhengige av hos nettkundene er pålitelige. Flere netteiere opplever at samhandling i fleksibilitetsmarkedet med nettkunden er umodent og krevende.

Reguleringsmyndighets perspektiv – et utvalg nøkkelspørsmål:

1. Alle betaler for en nettkundes ønske om å produsere kraft. Er dette riktig fra et samfunnsperspektiv?
2. Dilemmaer oppstår. Hva er viktigst når en må velge: nettkundens rett til å installere ny produksjon – eller strøm og spenningskvalitet for eksisterende nettkunder?
3. RME har gjennom en workshopserie med nettselskap, Solenergiklyngen, Nelfo, NBBL og andre eksperter definert en prioritert liste med hvor og når utfordringene med lokal energiproduksjon i nettet er størst som vist i figuren under. Et spørsmål blir da hvordan lage virkemidler som håndterer de områdene/nettkunder med store utfordringer uten å lage hindringer for de områder/nettkunder med mindre utfordringer.



Hvor er utfordringene størst?

| Område/kundegruppe/type problem | Prioritering |
|--|--------------|
| Lange radialer/spredtbygde strøk (jordbrukskunder, få kunder, store tak) | 1 |
| Flere kunder i samme lavspenningskrets | 2 |
| Få (forbruks)kunder i samme lavspenningsnett (liten trafo) | 3 |
| 230V-nett | 4 |
| Områder med fjernvarme | 5 |
| Når: sommer | |

Figur 4-1: RME - Prioritert liste over hvor utfordringene i strømmettet forårsaket av lokal energiproduksjon

4.3 Erfaringer fra andre land

Figur 3-1 viser dagens andel solkraft i energimiksen for et utvalg europeiske land – som har til felles at de har hatt en langt sterkere utbyggingstakt for solkraft enn Norge. I Vedlegg 1 – Erfaringer fra andre land nevnes noen eksempler på utvalgte tekniske og regulatoriske rammeverk og erfaringer fra andre land som vi har høstet inspirasjon fra.

Prinsipper som går igjen for landene som lykkes med solkraft er insentivering av lokalt egenforbruk. Insentivering av egenforbruk og å tillate områdebaserte energisystemer vil bidra til et marked for «smarte» produkter som kan koordinere sammenlagingsfaktor på områdenivå for både innmating og uttak.

Løsninger som tillater lokal kollektivt egenforbruk av solkraft innenfor et punkt i ovenliggende nett der det er flaskehalsproblematikk, øker handlingsrommet.

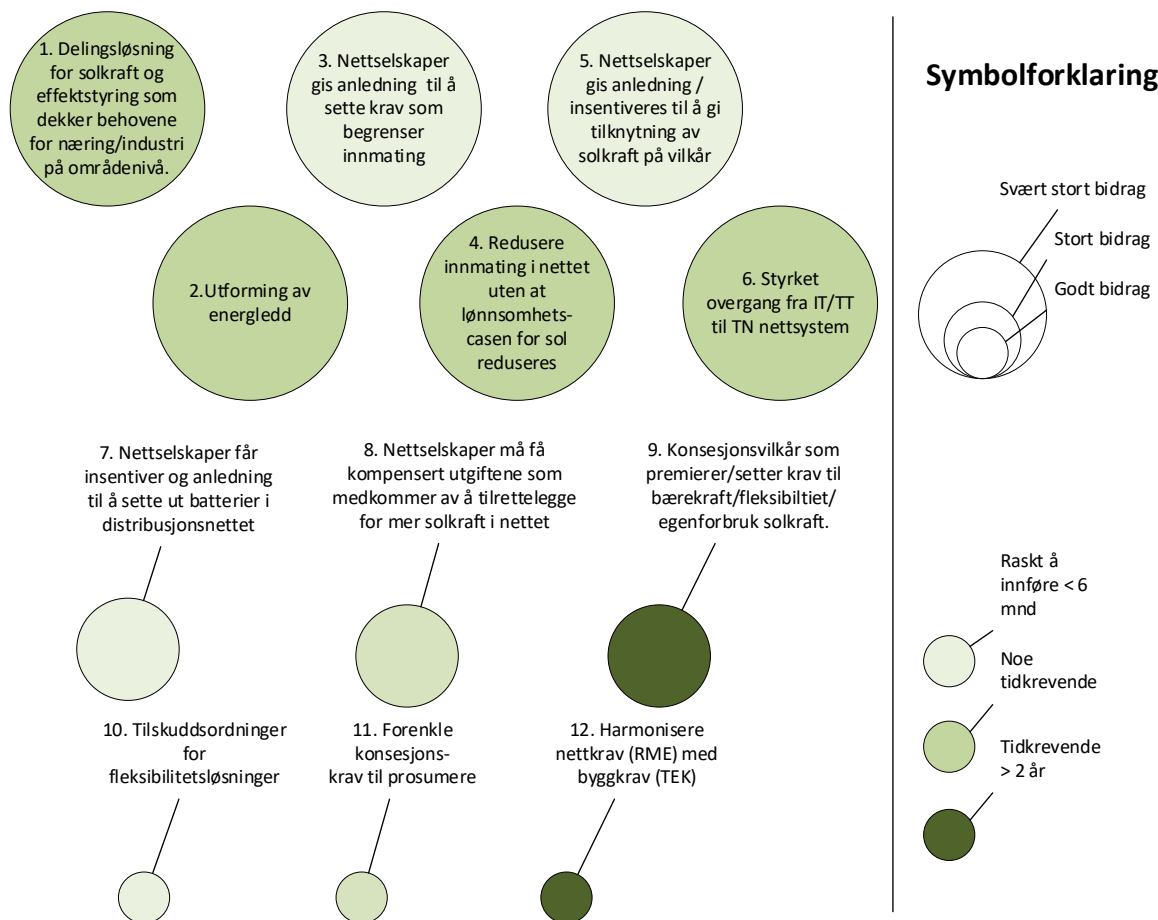
For netteiere er det å ha kontroll på innmating og for større anlegg å ha overstyringsrett på solcelleanleggene en gjenganger. Dette innebærer utnyttelse av vekselrettere som tillater netteier å ha kontroll på lokale spenningsforhold og sette grenseverdier for hvor mye solkraft som kan innmates i strømmettet (dynamisk, eksempelvis regulere mot lokale spenningsforhold eller krav til maksimal innmating i kW). Enkle rammeverk i tillegg til fast track søknadsprosesser for solkraftanlegg som oppfyller netteiers behov i grensesnittet (enten karakterisert av lav størrelse eller netjtjenester) går igjen for landende med ambisjoner på feltet. I tillegg er tiltak i inntektsmodellen noe som går igjen i flere land for å insentivere en mest mulig samfunnsøkonomisk innfasing av solkraft til strømmettet og utnyttelse av alternativer til tradisjonelle nettinvesteringer, samtidig som en i størst mulig grad unngår tidkrevende prosesser.

4.4 Resultat

Forslag til tiltak med mål om å imøtekomme problemstillinger er vist i figur under.

Tiltak og virkemidler er klassifisert med prioritet 1 til 3, der prioritet 1-kategori er vurdert å ha størst effekt og bidrar høyest om å nå målet om 8 TWh solkraft innen 2030. Figuren under sier også noe om hvor tidkrevende de regulatoriske virkemidlene antakeligvis er å innføre. Hvert punkt er videre beskrevet mer utfyllende.

Dette kunnskapsunderlaget er hentet fra workshops og møter mellom nettselskap, interesseorganisasjoner, RME og eksperter. De funn som er vurdert i dette kapittelet må jobbes videre med og endres ved behov.



Figur 4-2: Forslag til tiltak, kategorisert etter tiden det tar å få endringene på plass samt hvor stort bidrag virkemidlet kan gi for å nå målet på 8 TWh solkraft i 2030

1. Delingsløsning for solkraft og effektstyring som dekker næring og industri på områdenivå.

Regulatoriske tiltak som promoterer delingsordninger for solkraft kan sterkt bidra til å nå målet på 8 TWh i 2030. Delingsordningen, som starter 1. oktober 2023, og videre politisk enighet om høyere grenser for deling solkraftdeling er positive skritt. I det videre arbeidet bør man:

- Delingsordninger for solkraft må gjøres tilgjengelig på tvers av gårds- og bruksnummer – slik at solkraft kan deles mellom bygg i det lokale lavspentnettet.
- Integre næringssparker og større borettslagskomplekser. Grunnet kraft- og nettmangel i samfunnet trenger mange slike områder sin egen energiløsning for å realisere klima- og verdiskapingsmål
- Lokale markedsplasser for nabolagets overskuddsproduksjon og håndtering av effekttopper. I prinsippet kan dette gjøres med dagens tekniske løsninger og uten regulatoriske endringer - dersom løsningen lages som en bilateral fleksibilitetsavtale mellom nettkundene/aggregatoren og nettselskapet. Dermed kan løsningen realiseres raskt. Volve har et FoU-prosjekt med Norgesnett der en slik løsning testes ut.
- Dagens krav til individuell måling og avregning hindrer områdebaserte løsninger. Vi trenger metoder som tillater større selvforbruk av solkraft og sentrale batteriløsninger. Ny regulering kan være nødvendig for å kombinere nettkundens valgfrihet med områdebaserte løsninger.

2. Utforming av energiledd

Generelt skal nettleien utformes slik at den gir insentiv for optimal bruk av nettet, slik at eksisterende kapasitet blir utnyttet før man bygger nytt nett. Dette nyter alle nettets kunder godt av, ettersom lavere nettkostnader resulterer i lavere nettleie. Hvordan nettleien utformes har betydning for lønnsomhet av solkraft i anskaffelse, men også for lønnsomhet av egen bruk av produsert solkraft.

- Det foreligger allerede en anbefaling fra 11 nettselskaper og 18 organisasjoner som representerer forbrukere, miljøbevegelse og næringsliv om at energileddet skal være minimum 50% av nettleien.
- Høyeste mulig energiledd gir prosumenten insentiv til å maksimere egen bruk av produsert solkraft, og for enøk. Ved innføring av ny nettleie 1. juli 2022 ble det lagt inn en overgangsperiode som gjorde denne felles enigheten mulig frem til 1. juli 2024. RME skal evaluere nettleiestrukturen i løpet av 2024.
- Når energileddet utgjør en høyere del av nettleien, betyr det at kapasitetsleddet utgjør en mindre del. Kapasitetsleddet stimulerer nettkunder til å unngå effekttopper i forbruk, og reduserer dermed sannsynligheten for overbelastning i nettet. Bli dette insentivet for lite, kan det medføre høyere samtidig forbruk, som deretter kan føre til at det må bygges nytt nett. Denne kostnaden fordeles på alle nettkundene i området i form av reviderte satser for nettleie.

3. Nettselskaper gis anledning til å sette krav som dynamisk begrenser innmating

Dagens løsning for statiske maksgrenser for tillatt størrelse på vekselretter kan, dersom et kompensasjonsregime etableres, erstattes av en dynamisk løsning med krav om begrenset innmating.

Dersom tilknytningskravene settes riktig, kan i prinsippet nettselskapet godkjenne alle tilknytningsforespørsler automatisk ettersom vilkårene ivaretar nettsikkerheten.

Ved utformingen må man sørge for at sluttbrukerfleksibilitet motiveres. Norge har AMS-målere med datatilgang, varmtvannsberedere, elektrisk gulvvarme, varmepumper og elbiler i «hvert hus».

4. Redusere innmating i nettet uten at lønnsomhets-casen for sol reduseres

Det som er mest lønnsomt privatøkonomisk og bedriftsøkonomisk må være realisering av den tekniske løsningen som reduserer innmating av solkraft i de tilfellene nettet har behov for det.

- Kompensere for struping. I mange tilfeller må solkraftanlegget strupes kun noen få timer om sommeren og det bør kompenseres etter nærmere avklart modell og vilkår.
- For prosumenter som kommer uheldig ut grunnet strupefunksjonalitet kan man vurdere økt rettighet til Enovastøtte på batterier/smart energistyring.

5. Nettselskaper gis anledning til å gi tilknytning av solkraft på vilkår: Det trengs teknisk veileder/krav, for når tekniske løsninger kan være premiss for å knytte til større solkraftanlegg.

6. Raskere overgang fra IT/TT til TN nettsystem. Tiltaket gir mange tekniske fordeler som beskrevet i Kapittel 3.3, både innen å løse spenningsutfordringer, men også ved å fremheve enklere og mer lønnsom lokal kraftproduksjon, nettjeneste fra vekselretter, elektrifisering, netttjenester og teknologi for sluttbrukerfleksibilitet. 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» [13] 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

7. Nettselskapet må gis insentiver til leie batteritjenester i lavspenningsnettet, der det er den mest lønnsomme løsningen

8. Nettselskaper må få kompensert utgiftene for å tilrettelegge for mer solkraft i nettet, og for å insentivere nettkunden til å investere i sluttbrukerfleksibilitet.

9. Konesjonsvilkår som premierer/setter krav til bærekraft/fleksibilitet/egenforbruk solkraft

10. Tilskuddsordninger for å utløse investeringer i tilrettelegging for fleksibilitet på sluttbrukersiden

11. Forenkle konsesjonsprosess til større prosumenter/produsent Dersom en aktør har produksjon som overstiger 1 GWh i året, må denne aktøren søke om omsetningskonsesjon. RME må gjøre det svært raskt enkelt, tilgjengelig og forutsigbart for vanlige bedriftseiere, kommuner og andre som ønsker å investere i solkraft å vite hva en trenger å gjøre og hvordan.

12. Få virkemidlene i TEK til å spille sammen med virkemidlene vi ser på nettsiden

Samkjøre teknisk byggeforskrift som kan setter energikrav og tekniske krav på sluttbrukersiden med arbeidet reguleringsmyndighetene gjør mot nettselskapene for å ta imot mest mulig solkraft. RME tar ikke i dag stilling til TEK – noen andre må bygge broen.

4.5 Hovedfunn - Oppsummering, barrierer og forslag til tiltak

HOVEDFUNN OPPSUMMERT

- **Problemer sett fra prosumenten**
 - Lønnsomhet og investeringslyst for solkraft på bygg og eiendom kan reduseres av lave strømpristimer eller begrensninger i kraftnettet og tillatt anleggsstørrelse.
 - Usikkerhet om solkraftens verdi. Det er manglende informasjon om hvordan etablere gode vaner i egenproduksjonen og eget strømforbruk, tariffene insentiverer i liten grad det som er samfunnsøkonomisk smart bruk av solkraft.
 - For de som velger å installere anlegg større enn plusskundegrensene, er det komplisert å navigere i konsesjoner og regelverk.
 - Mangel på insentiver for områdeløsninger. Treghet i å følge opp politisk enighet om å høyere grenser for deling solkraft. Videre er dagens regelverk, bl.a. krav til individuell måling, begrensende for muligheten å utnytte solkraften effektivt i større bygg og eiendommer.
- **Problemer sett fra netteier:**
 - Alle prosumenter skal behandles likt, men tekniske og regulatoriske forutsetninger kan påvirke nettkundene ulikt, basert på hvor de bor i forhold til en transformatorstasjon.
 - Plusskunder kan slå negativt inn på inntektsmodellen. I disse tilfellene kan netteier få et økonomisk insentiv for å begrense solkraft. Det vil også medføre skjevfordeling mot kunder uten solkraft da nettleien økes for alle.
 - Å oppgradere nettet for å kunne takle store solkraftverk kan ta lang tid, og skaper en flaskehals når mange ønsker å legge til solkraft.
 - Plusskunder har i dag rett til å eksportere for full utnyttelse av hovedsikring, i teorien kan det føre til innmatingsmengder som distribusjonsnettet ikke er bygget for å håndtere.
 - Grunnet manglende digitalisering og selvbetjeningsløsninger må netteiere bruke mye tid på å håndtere nye solkrafttilkoblinger, spesielt for å sjekke at nettet kan håndtere den ekstra kraften. Netteiere må være sikre på at de tekniske løsningene de gjør seg avhengige av hos nettkundene er pålitelige.
- **Norge har flere fortrinn** som kan utnyttes for en vellykket samfunnsøkonomisk innfasing av solkraft, blant annet er vi kommet langt i elektrifisering og digitalisering av energisystemene våre.
- **Foreslåtte tiltak inkluderer**
 - Delingsordningen, som trer i kraft 1. oktober 2023, må utvides videre. I tillegg må man ta i bruk lokale markedsplasser for nabolagets overskuddsproduksjon og endre dagens krav til individuell måling og avregning som hindrer områdebaserte løsninger.
 - Energiledd i nettleien skal være minimum 50% av inntekten. Høyeste mulig energiledd gir prosumenten incentiv til å maksimere egen bruk av produsert solkraft.
 - Nettselskaper kan gis anledning til å sette krav som dynamisk begrenser innmating og et egnet kompensasjonsregime for prosumenter som strupes må etableres
 - Sluttbrukerfleksibilitet må motiveres, bl.a gjennom Enovaordninger og informasjon. Norge har AMS-målere med datatilgang, varmtvannsberedere, elektrisk gulvvarme, varmepumper og elbiler som kan aktiveres
 - Nettselskapet må gis insentiver til leie batteritjenester, der det er den mest lønnsomme løsningen
 - Nettselskaper må få kompensert utgiftene for å tilrettelegge for mer solkraft i nettet.
 - Raskere overgang til TN nettsystem

5 Samfunnsøkonomiske vurderinger

I Statnetts kortsiktige markedsanalyse går vi mot et kraftunderskudd fra 2028 [8]. Etablering av ny kraftkrevende industri, samt elektrifisering av eksisterende, bidrar til et økt forbruk med en størrelsesorden på 24 TWh frem til 2028. Dette vil, ifølge Statnetts sine analyser, gi et kraftunderskudd på 2 TWh nasjonalt, med høyere kraftunderskudd i Sør-Norge. Selv om kraftbalansen først blir negativ i 2028, vil strammere kraftbalanse gi svakere energisikkerhet i årene før, særlig i tørrår. Om scenariene med høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst inntreffer, kan energibalansen også bli stram i normalår. Thema Consulting Group skriver at det ofte brukes et mål om 10% positiv kraftbalanse eller et mål på 12-15 TWh overskudd på balansen som minimum for å ha god forsyningssikkerhet. I Hurdalsplattformen nevnes også viktigheten av et kraftoverskudd for verdiskapning og sysselsetting i norsk industri, og et mål om 0 i kraftbalanse er derfor ikke tilstrekkelig for forsyningssikkerheten verken for politikerne eller industriaktører [16]. Kausaliteten mellom økt elektrifisering av samfunnet og forsyningssikkerhet er derfor et høyaktuelt energipolitisk tema.

Her kan norsk solkraft spille en viktig rolle for å styrke forsyningssikkerheten. Historisk har Norge håndtert energiknapphet i vannkraftsystemet gjennom sesong- og flerårsmagasiner, samt import fra våre naboland. Både det norske og europeiske kraftsystemet blir mer sårbare som følge av en større mengde uregulerbar kraft og økende effektbehov [17]. Så selv om de historiske avbøtende tiltakene å håndtere risiko for energiknapphet vil være til stede, vil muligheten for energiimport i tørre år bli påvirket. Ytterligere kraftproduksjon i Norge, som målet om 8 TWh solkraft innen 2030 innebærer, styrker energibalansen da den muliggjør energilagring i norske vannkraftmagasin. Sammen med satsing på eksempelvis energieffektiviseringstiltak vil dette kunne styrke kraftbalansen på kort sikt, og ivareta energisikkerheten.

5.1 Norsk kraftsektor påvirkes i stor grad av europeisk energi- og klimapolitikk

EUs energi- og klimapolitikk er som regel EØS-relevant og tas dermed også inn i norsk lov. EU lanserte «Fit for 55»-pakken i 2021 for å implementere målene skissert i «European Green Deal». Pakken består av en rekke nye og reviderte direktiver som tar sikte på å redusere klimagassutslippene. Dette inkluderer blant annet et styrket kvotesystem, strengere krav til utslipp fra ikke-kvotepliktige sektorer, energieffektivisering, samt øke andelen fornybar energi i energimiksen til over 40 prosent [18]. For solkraftutbygging i Norge er særlig kvotesystemet og fornybarmålene relevante.

5.1.1 EU ETS –Norsk solkraftproduksjon kan redusere utslippene i europeisk kraftsektor

EUs viktigste virkemiddel for å redusere klimagassutslippene er det europeiske kvotesystemet (EU ETS). Norsk kraftsektor er, som resten av den europeiske kraftbransjen, en del av EU ETS, som er et markedsbasert avgiftssystem for å redusere utslippene av klimagasser i Europa. Hensikten er å redusere lønnsomheten til CO₂-intensive teknologier, samt øke konkurransekraften til alternativ med lave eller ingen utslipp.

Høyere norsk, uregulerbar fornybar kraftproduksjon bidrar til mindre produksjon fra de fossile, regulerbare kraftverkene på kontinentet. Dette gir isolert sett et overskudd av utslippskvoter i kraftsektoren som kan benyttes av aktører i andre kvotepliktige sektorer. For å ta hånd om tilbudsoverskudd av kvoter har EU introdusert markedsstabiliseringsreserven (MSR) [19] og strammet reduksjonen av kvotetaket ytterligere. Om overskuddet av utslippskvoter blir stort nok, definert som at det overgår totalt antall auksjonerte kvoter det foregående året, bli de permanent slettet fra MSR. Etter innføringen av MSR er det en gjengs oppfatning om at et vedvarende overskudd av utslippskvoter vil gjøre det lettere og mindre kontroversielt å stramme inn kvotemarkedet ytterligere. Dermed er det rimelig å anta at en større andel fornybar kraftproduksjon i Norge og Europa vil bidra til å redusere de samlede klimagassutslippene i Europa, og ikke nødvendigvis medføre større utslipp i andre sektorer.

NVE har gjort en simulering av norsk fornybar kraftproduksjons påvirkning på klimagassutslipp fra det europeiske kraftmarkedet [20]. I simuleringene vil eksport av ytterligere 10 TWh norsk vindkraft i 2025 redusere de årlige utslippene fra europeisk kraftsektor med om lag 5 millioner tonn CO₂ årlig. Dette skyldes hovedsakelig at den økte vindkraften erstatter gass- og kullkraftproduksjon på kontinentet. Utslippsreduksjonen er avtagende lenger ut i analyseperioden, da utslippsintensive produksjonsteknologier vil utgjøre en stadig mindre andel av produksjonsparken.

Det er imidlertid rimelig å anta at 8 TWh solkraft i Norge i 2030 vil kunne redusere klimagassutslippene i europeisk kraftsektor, enten ved

- I. norsk eksport som fortrenger utslippsintensive produksjonsteknologier på kontinentet
- II. å tilføre overskuddsproduksjon som for eksempel benyttes til hydrogenproduksjon eller lignende
- III. vri investeringer i nytt, grønt forbruk til Norge, istedenfor land med høyere utslipp i kraftmiksen.

5.1.2 EU styrker europeisk energisikkerhet gjennom REpower EU

Den pågående krigen i Ukraina og den generelle europeiske sikkerhetspolitikken har ført til enorme utfordringer for energiforsynings sikkerheten og forhøyde strømpriser i EU. Krigen i Ukraina har avdekket sårbarheter og risiko knyttet til EU sin avhengighet av russisk fossil energi og transittland. Som en respons ble «REpower EU»-pakken lansert i mars 2022, med mål om diversifisering av energikilder, energieffektivisering, fremskynde integrering av fornybar energi, samt styrke energiinfrastruktur for å sikre en stabil og pålitelig forsyning. EU har fastsatt ambisiøse mål for solenergi i REpower EU [21], med en plan om å nå 400 GWp innen 2025 og 750 GWp innen 2030. Helt sentralt i satsningen er opprettelsen av "go-to-areas" for fornybar energi, som tilrettelegger for en mer effektiv utbygging av solenergiinfrastruktur. Formålet med å etablere slike områder er å skape en mer forenklet konsesjonsprosess for solkraftverk. EU vedtok en krisepakke i november 2022, hvor konsesjonsprosessen for solkraftutbygging spesielt på tak, langs vei og andre nedbygde arealer har blitt ytterligere revidert.

De overnevnte målene i REpower EU har blitt fulgt opp med en egen solstrategi, som tufter på tre pilarer: i) optimalisert distribusjon av solenergi, ii) tilgang til miljøvennlige solenergiprodukter og iii) styrket internasjonalt samarbeid innen solenergi. Pilarene vil også drive utviklingen i Norge, da særlig sistnevnte pilar vil kunne tilrettelegge for norsk eksport av ekspertise og kompetanse, gitt at Norge klarer å posisjonere seg for dette. Under European Solar Rooftops Initiative, som er et utspring av REpower EU, kreves (med forbehold om endringer i endelig vedtak fra Energikommisjonen) installasjon av solpanel på alle nye offentlige og kommersielle bygninger med en takflate større enn 250 m² innen 2026, på alle eksisterende offentlige og kommersielle bygninger med en takflate større enn 250 m² innen 2027, og på alle nye boligbygg innen 2029. I sum, er den økte ambisjonen for å realisere solkraftproduksjon i EU også en driver for ytterligere solkraftutbygging i Norge. Dette er også bakgrunnen for forhandlingene i det norske reviderte nasjonalbudsjettet, hvor norsk solkraftutbygging skal akselereres ytterligere.

EU også i ferd med å ta konkrete skritt for å forby import av produkter produsert fra tvangsarbeid og sikre at importerte varer oppfyller etiske standarder. Hvis vedtatt, kan dette sette et effektivt forbud mot solcellekomponenter som er produsert fra tvangsarbeid i Kina. Dette vil ha betydelige konsekvenser for de internasjonale leverandørkjedene, som er helt avhengig av kinesisk import. Her kan Norge, som produserer verdens mest bærekraftige solcellekomponenter, være en helt sentral bidragsyter. En voksende europeisk leverandørindustri er også Norge betjent, i et sikkerhetspolitisk øyemed.

5.1.3 Norsk energipolitikk blir stadig mer ambisiøs

Den 13.juni 2023 avsluttet regjeringen og SV forhandlinger om revisjoner av statsbudsjett. Resultatet av budsjettenigheten er enighet om å utarbeide en solpakke for å installere 8 TWh solenergi innen 2030. Det

er foreslått at NVE skal fjerne konsesjonsplikt for etablering av solparker på inntil 1 MW på såkalte grå områder med lavt konfliktnivå. Videre ber Stortinget regjeringen om blant annet om å [1]:

- Stille krav om solkraft og/eller lokal energiproduksjon på alle nye statlige byggeprosjekter, innebefatter også oppgraderinger og rehabilitering av eksisterende bygningsmasse
- Sende på høring et forslag med krav om at det skal etableres solceller og/eller lokal energiproduksjon på alle nye næringsbygg større enn 500 m² (utenfor LNF-områder)
- Lage en delingsordning tilpasset næringsområder som muliggjør deling av solkraft med høyere grense enn 1 MW

Enigheten følger i grove trekk de foreslåtte tiltakene i Europa. Som Energikommisjonen påpeker, er det knyttet usikkerhet rundt hvilke implikasjoner og langsiktige virkninger EUs forsterkede innsats vil ha [17]. Helt overordnet vil de reviderte direktivene og foreslåtte flaggskipinitiativene stimulere til investeringer og innovasjon i stor skala, samt bidra til å skape et mer gunstig forretningsmiljø for solsektoren. Det er antatt at norske aktører vil kunne nyte godt av en fremvoksende europeisk solindustri med høyt moment.

5.2 Ytterligere solkraftproduksjon tilrettelegger for økt kraftforbruk

NVE og Statnett utarbeider regelmessige langsiktige kraftmarkedsanalyser. I deres seneste rapporter er det lagt til grunn henholdsvis 7 TWh og 10 TWh solkraft i Norge i 2040. Ny kunnskap, politiske vedtatte mål, anbefalinger fra Energikommisjonen, samt markedsvurderinger og framskrivinger fra Solenergiklyngen, NBBL og Nelfo tilsier at Norge kan nå disse volumene allerede innen 2030, om forholdene legges til rette for det.

Ny produksjon i kraftsystemet gjør klimaomstillingen og ny verdiskaping mulig

NVE skriver i deres seneste langsiktige kraftmarkedsanalyse at «*nett, produksjon og kraftpriser har betydning for forbruksutvikling*» [22]. I basisscenarioet legger NVE til grunn en økning med 21 TWh kraftforbruk mot 2030, fra 2021-nivå på 138 TWh. Statnett har et basisscenario med 178TWh kraftforbruk i 2030. Hvorvidt dette, og ytterligere vekst, vil bli realisert vil blant annet avhenge av utbyggingen av kraftnett og -produksjon. Kostnadene til strøm utgjør en stor del av de totale kostnadene for flere kraftbrukere, slik at høye kraftpriser vil kunne begrense forbruksutviklingen. Hvis det derimot bygges ut mer kraftproduksjon vil prisene falle og tilrettelegge for en sterkere forbruksvekst. NVE har gjort en simulering av betydningen av økt kraftproduksjon, alt annet likt, i en analyse i 2019 [23]. Analysen viser at ytterligere 10 TWh vindkraft i det norske kraftsystemet enn det de har lagt til grunn i basisscenariet, ville den årlige gjennomsnittsprisen i Norge kunne falle med 5 øre/kWh i 2030.

NVEs analyser viser at energieffektivisering kan bidra til å redusere kraftforbruket i bygg med 8 TWh i 2040, og at dette isolert sett demper den gjennomsnittlige norske kraftprisen med 4-5 øre i 2040. Til sammenligning er det i samme analyse antatt 2 TWh solkraft i Norge i 2030. Om vi legger til grunn 8 TWh solkraft i tråd med regjeringens mål, og at mye av dette vil forbrukes lokalt og ikke mates ut på nettet, er det rimelig å anta en tilsvarende prisseffekt som analysene av energieffektiviseringspotensialet viser.

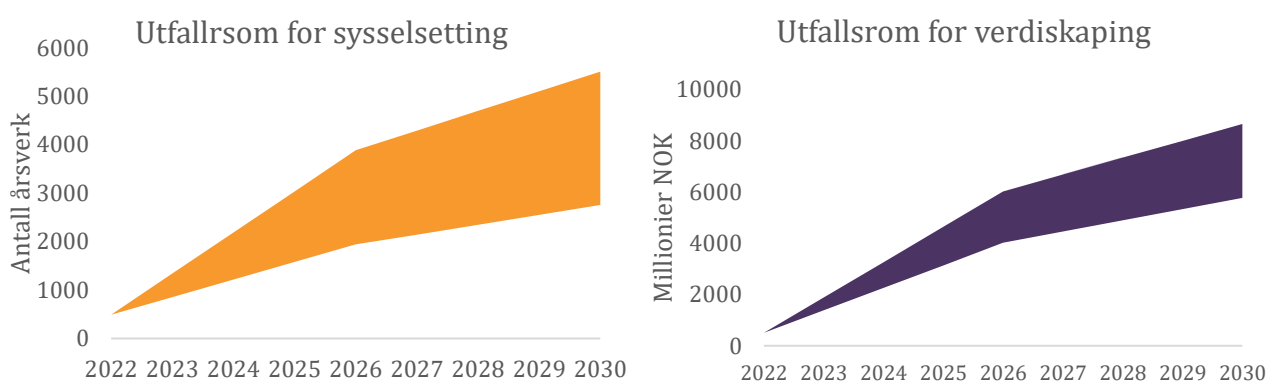
Statnett skriver at det i hovedsak er tre sentrale faktorer som påvirker forbruksveksten;

NVE og Statnett virker å være enige at ytterligere produksjonskapasitet isolert sett vil gi lavere kraftpriser enn analysene deres viser. Det er dog ventet at ny kraftproduksjon mot 2030, og 2040, vil utløse et større og ønsket kraftforbruk, slik at kraftbalansen reduseres igjen, og gjennomsnittsprisen ikke påvirkes i særlig stor grad. Den økte kraftproduksjonen fra solkraften vil dermed kunne tilrettelegge for økt verdiskaping i form av ytterligere industri og andre nye, grønne verdikjeder.

elektrifisering, industrivekst og tilgang på produksjon [24]. Den siste faktoren trekkes frem som den viktigste mot 2050, hvor tilgangen på tilstrekkelige volumer med ny fornybar produksjon til lave nok kostnader er ventet å være avgjørende for hvor mye forbruket øker. De skriver at «*Lavere kraftbalanse vil gi høyere priser relativt til andre land, og uten ny produksjon vil dette redusere viljen til å etablere ny industri og dermed begrense veksten i forbruket*».

5.3 Ytterligere solkraftutbygging vil gi økt sysselsetting

På oppdrag fra Solenergiklyngen, FME SUSOLTECH og Energi Norge estimerte Multiconsult og Thema Consulting Group i 2021 sysselsetting og omsetning i solbransjen i rapporten «Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i Norge frem mot 2040», [25]. Rapporten bygget på NVE sine framskrivninger av produksjonskapasitet med et basisscenario på 1,5 TWh i 2030 og 7 TWh kapasitet i 2040. En ekstrapolering av resultatene i denne ringvirkningsanalysen tilsier at dersom solandelen i 2030 blir 8 TWh vil solkraftbransjen aggregert kunne sysselsette mellom 16 000 og 30 000 årsverk, og bidra med verdiskaping mellom 16 og 32 mrd NOK i årene mot 2030. Her må vi dog understreke at dette er en meget forenklet vurdering. Vi antar at veksten i solkraftinstallasjoner vil fortsette mot 2040 også, med ytterligere sysselsettings- og verdiskapingseffekter.



Figur 5-1: Utfallsrom for estimert sysselsetting (venstre) og verdiskaping (høyre) basert på ekstrapolering av tidligere ringvirkningsanalyse, [25]

For å nå Regjeringens ambisjoner om 8 TWh produksjon fra solkraft i 2030 kreves en betydelig økning i utbyggingstakten sammenlignet med tidligere. For å bygge mindre solcelleanlegg og sol på bygg trengs 6 årsverk/MWp installert kapasitet, mens solkraftverk krever om lag 2.5 årsverk/MWp [26]. Det vil derfor være behov for betraktelig mer arbeidskraft hvert år om potensialet for ytterligere solkraft skal realiseres.

Utviklingsbaner på kostnader og læringsrater påvirker utfallsrommet for sysselsetting og verdiskaping

Det antas det at de største andelene solkraft blir bygd ut på næringsbygg og industritak, mindre andeler på boliger og som bakkemonterte kraftverk, og en svært liten andel bygningsintegreerte anlegg. Grunnet et begrenset leveransemarked for utstyr til solenergi i Norge benyttes en norsk andel tjenester og leveranser på ca. 40%. Dette består hovedsakelig av planlegging, transport, installasjon og drift av prosjekter, med begrensede kjøp av produkter og utstyr fra Norge.

Det legges til grunn ulike CAPEX for hver type anlegg: kraftverk, industri, næringsbygg, enebolig og for BIPV. Videre, antas en negativ kostnadsutvikling som fører til at kostnadene i 2030 er henholdsvis 58% av dagens kostnader, jevnt fordelt på de ulike innsatsfaktorene. For de norske andelene skyldes denne utviklingen hovedsakelig effektiviseringsgevinster [25].

Grunnantagelsen i denne vurderingen er at både sammensetningen av de totale kostnadene over levetiden for ulike anlegg forblir de samme som i ringvirkingsanalysen, og at de norske markedsandelene innenfor hvert segment, holder seg på samme nivå. For å illustrere utfallsrommet på sysselsetting og verdiskaping, har vi valgt å definere tre ulike scenarier mot 2030:

Storskala utbygging av kraftverk og høy kostnadseffektivisering gir lavere sysselsetting og verdiskaping

I et lavt scenario er vurderingen at en markant økning i utbygd kapasitet vil føre til vesentlige innovasjonsprosesser, kompetanseutvikling og effektivisering som kan føre til en større negativ kostnadsutvikling. I tillegg kan det bli bygd ut en større andel solkraftverk, og med lavere CAPEX vil dette senke den totale investeringen. I dette lave scenarioet antas det en dobling av antall sysselsatte og verdiskaping i solkraftbransjen i 2030, sammenlignet med ringvirkingsanalysen vi har lagt til grunn.

Økt innsats i utbyggingsfasen kan gi høyere sysselsetting og verdiskaping

I ettertid av ringvirkingsanalysen har man sett en økning i CAPEX for solkraft. I dette scenarioet antas det derfor at kraftverk, industri og næringsbygg er 1-2 NOK/Wp dyrere per dags dato, mens kostnadene for enebolig doubles. I tillegg antas det at installasjonene og anleggene frem mot 2040 vil øke i kompleksitet, med økt bruk av avanserte styringssystemer. Dette kan føre til økt innsats i utbyggingsfasen og mindre i drift [26, 25], I dette høye scenarioet antas det derfor at en økning til 8 TWh i 2030, medfører en fire-dobling i sysselsetting og verdiskaping.

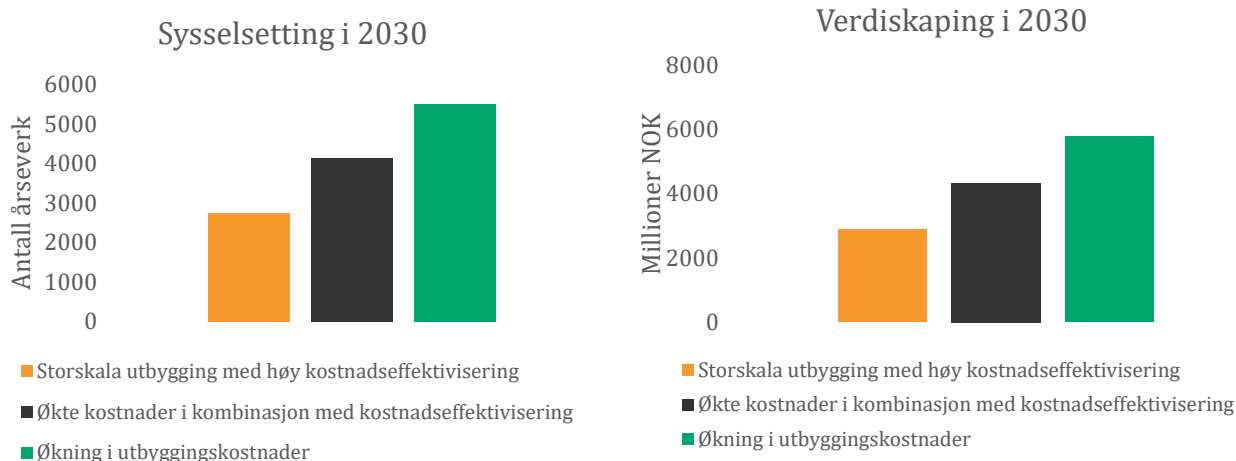
Økte kostnader i kombinasjon med kostnadseffektivisering er utarbeidet som et middels-scenario

I dette scenarioet antas det at CAPEX er noe høyere, men at dette i stor grad utlignes av en negativ kostnadsutvikling grunnet høyere utbyggingstakt. Det er også en usikkerhet knyttet til den norske andelen leveranser til utbyggingen, som både kan gå opp dersom en større andel utstyr blir tilgjengelig fra norske produsenter, og ned dersom en større andel leveranser og arbeidskraft må hentes internasjonalt ved mangel på kompetanse og kapasitet. I dette scenarioet antas det en tre-dobling i sysselsetting og verdiskaping.

Oppsummering

Vi har estimert at en solkraftproduksjon på 8 TWh i 2030 kan medføre en sysselsetting i norsk solkraftbransje på årlige 2700 - 5500 årsverk i 2030, og en verdiskaping på årlig 2900 – 5800 mrd NOK. Totalt gjennom perioden mot 2030, kan de aggregert tallene være i utfallsrommet mellom 16 000 og 30 000 årsverk, og en verdiskaping mellom 16 og 32 mrd NOK. Her må vi dog understreke at dette er en meget forenklet vurdering.

Totalt gjennom perioden mot 2030, kan de aggregert tallene være i utfallsrommet mellom 16 000 og 30 000 årsverk, og en verdiskaping mellom 16 og 32 mrd NOK.



Figur 5-2: Årlig sysselsetting (venstre) og verdiskaping (høyre) i solkraftbransjen under ulike scenarier utarbeidet av Multiconsult

5.4 Ytterligere samfunnsøkonomiske effekter av 8 TWh solkraft i 2030

8 TWh solkraft i Norge i 2030 vil ha en rekke flere samfunnsøkonomiske effekter. Vi har i det overnevnte listet sterkere norsk forsyningsikkerhet, lavere klimagassutslipp i den europeiske kraftsektoren, tilrettelegging av nye, grønne verdikjeder og bidrag til økt sysselsetting og verdiskaping i Norge. Disse, og annen samfunnsøkonomisk nytte/kostnad er oppsummert i følgende tabell, men fordrer ytterligere analyser og kvantifisering i arbeidet videre med å svare ut spørsmålet «Hva skal til for at solkraft kan innpasses med best mulig nytte og lavest mulig kostnader?».

Tabell 5-1 Beskrivelse av samfunnsøkonomiske effekter ved 8 TWh solkraft i 2030

| Effekt | Beskrivelse |
|--------------------------------|--|
| Forsyningsikkerhet | Økt produksjonskapasitet i det norske energisystemet styrker kraftbalansen. Modellkjøring av energisystemet med og uten 8 TWh solkraft i årene mot 2030 vil gi utslag i kraftprisene, som igjen reflekterer energiknappheten. |
| Lavere klimagassutslipp | Økt fornybar kraftproduksjon i Norge presser utslippsintensive produksjonsteknologier ut av kraftmiksen i Europa. Eventuell overskuddsproduksjon kan benyttes til nye, grønne verdikjeder. Modellkjøring av det europeiske energisystemet med og uten 8 TWh solkraft i Norge i årene mot 2030 vil gi utslag de samlede utslippene fra kraftsektoren. |
| Omfordelingseffekter | Økt produksjon i det norske kraftsystemet vil gi enten lavere kraftpriser eller utløse nytt forbruk (ved norsk eksport, vil effekten beskrevet være den samme i importerende land). Lavere kraftpriser vil bidra til lavere inntjening blant de øvrige kraftprodusentene, slik at produsentoverskuddet reduseres. Nytt forbruk vil gi økt samfunnsøkonomisk nytte, avhengig av forbruket. Om disse 8 TWh forbrukes lokalt muliggjør det etablering av ny industri lokalt, der det i dag ikke er kapasitet i nettet eller nok kraft lokalt. |
| Verdiskaping | Vi har presentert et forenklet estimat på verdiskaping som følger av 8 TWh solkraft i Norge i 2030, og impulsen den gir i den norske økonomien. Ytterligere |

| | |
|---|--|
| | kvantifisering vil innebære en full ringvirkningsanalyse, hvor både direkte og indirekte effekter estimeres. |
| Sysselsetting | Vi har presentert et forenklet estimat på sysselsetting som følger av 8 TWh solkraft i Norge i 2030, og impulsen den gir i den norske økonomien. Ytterligere kvantifisering vil innebære en full ringvirkningsanalyse, hvor både direkte og indirekte effekter estimeres. |
| Reduserte nettap | Brorparten av 8 TWh solkraft i 2030 vil brukes lokalt, og ikke mates inn på nettet. Dette vil kunne medføre lavere nettap da antall MWh forsynt fra de lokale nettselskapene reduseres. Dette kan forenklet regnes ut ved å anta en andel som brukes «bak måleren», og følgelig regne ut reduserte nettap knyttet til denne andelen. |
| Sparte nett-utbyggingskostnader | Ved å bruke verktøyene presentert i teknisk verktøykasse vil betydelig deler av målet om 8 TWh solkraft kunne plasseres uten behov for forsterket kraftnett. Lokal produksjon, også i kombinasjon med lokale energisamfunn, kan fungere som alternativ til nett og enten utsette eller eliminere behovet for nettinvesteringer. |
| Naturinngrep | Med ytterligere solkraftproduksjon på tak, bygg og lignende reduseres behovet for å gjennomføre ytterligere naturinngrep, slik som for eksempel alternativ kraftproduksjon og nettutbygging medfører. En konsekvensutredning av tiltakene vil kunne avdekke gevinsten sparte naturinngrep. |
| Bruk av eksisterende infrastruktur | Utbygging av solceller i tiknytning til eksisterende infrastruktur, bygg, takareal, grå areal mm, vil øke bruken og verdien av disse. Når denne infrastrukturen og byggene er oppført med ubrukt potensial oppstår et samfunnsøkonomisk tap i form av økt alternativkostnad. |

6 Konklusjon - Overordnet retning og visjon for en trygg, smart og kostnadseffektiv innfasing av 8 TWh solkraft innen 2030

Resultater fra denne rapporten viser at Regjeringen og Stortingets mål om 8 TWh solkraftproduksjon innen 2030, samtidig som en tilrettelegger for videre vekst mot 2040, kan realiseres på en trygg, smart og kostnadseffektiv måte – mulighetsrommet er stort. Et hovedfunn i rapporten viser at teoretisk sett 31 GW/22 TWh/år solkraft produsert på bygningsmassen vil kunne innmates i dagens lavspent distribusjonsnett, dersom solkraft installeres der nettet er sterkt og har kapasitet, og det meste av produksjonen forbrukes lokalt. Det første funnet er dermed at kapasiteten for innmating av solkraft i det norske lokale distribusjonsnettet i utgangspunktet er god, og at det er behov for delingsløsninger/andre insentiver som fremmer direkte egenforbruk i lokalområdet. Det understrekes at det teoretiske potensialet for innmating av solkraft må skilles fra installasjonskapasiteten for solcelleanlegget fordi mye av solkraften vil brukes lokalt i bygget og vil dermed ikke mates inn i kraftnettet. Målet om 8 TWh solkraft i 2030 vil eksempelvis ved riktig tilnærming bety en innmating i kraftnettet som er langt mindre enn 8 TWh. Resultatene sannsynliggjør at mulighetsrommet er stort for at solkraft kan bidra mye til ønsket om styrket kraftforsyning på både kort og lang sikt. De aller fleste nettkunder, anslagsvis 80 %, er tilknyttet nett med god kapasitet for solkraft i lavspent distribusjonsnett, dette representerer et svært stort solkraftpotensiale som vil kunne utnyttes til en forholdsvis lav kostnad. Erfaringen til nå er at installasjon av de aller fleste solcelleanleggene har gått problemfritt fra et nettperspektiv. De tekniske utfordringene som kan oppstå i det lokale distribusjonsnettet er hovedsakelig knyttet til lokale spenningsutfordringer og termiske overbelastninger, utfordringene øker generelt ved høyere andel og tettere utbygging av solcelleinstallasjoner. Etter hvert som andelen solkraft i kraftmiksen økes i tråd med ønsker og mål vil det være behov for tekniske løsninger som kan opprettholde strøm- og spenningskvaliteten i kraftnettet vårt, unngå termiske overbelastninger og på andre måter øke utnyttelsen av eksisterende strømmnett på en kostnadseffektiv måte. Den tekniske verktøykassen foreslår kortsiktige og langsiktige løsninger. Prinsippene om lokalt egenforbruk, områdeløsninger og behovsbasert struping fortrinnsvis mot høyere nettnivå vil være sentrale for en samfunnsøkonomisk og robust innfasing av store mengder solkraft. 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. Resultatene er oppnåelige, og det beste resultatet oppnås med en kombinasjon av tiltak på nettsiden og prosumentensiden – men vil ikke oppnås uten omstillingsarbeider hos både netteier og solenergiindustrien.

Verktøykassen vil ikke realiseres under dagens rammebetingelser – det eksisterer i dag mange barrierer for at den tekniske verktøykassen i praksis vil realiseres:

- Sluttbrukerfleksibilitet og riktig styring av denne fra et nettperspektiv er verken tilstrekkelig enkelt eller lønnsomt å realisere for sluttkunden som skal investere under dagens rammebetingelser – her kreves ikke mindre justeringer men en helhetlig ny tilnærming innen informasjon, veiledning og standardisering av markedsprodukter som gjør det enkelt og lønnsomt å ta i bruk løsningene som hjelper og monner – og som er tilpasset perspektivet til de som skal gjøre investeringene:
 - Investering i løsninger for smart energistyring i husholdninger og næringsbygg har i dag usikker lønnsomhet, lav oppside, det kan oppleves komplisert å velge riktige produkter, prosjektene krever ofte skreddersøm, og det krever kompetanse og tålmodighet å oppnå ønsket virkning av systemene i drift → lav kost/nytte-verdi.
 - Prissignalene som styrer oppførselen til smarte energistyringssystemer samsvarer i dag i liten grad med hva som gir en kostnadseffektiv og rasjonell drift av strømmettet.
 - Effekttariffen er i størrelse og utforming for svak til å ha myndighet i hvordan forbruket styres i en husholdning, det bidrar med for lav andel av lønnsomheten. Den bør vektas slik at en større andel av kostnaden belaster den delen av

- effekttoppen det faktisk er mulig å redusere, eksempelvis bør hovedandelen av effektkostnaden tillegges forbruk mellom 5-10 kW og 10-20 kW i en husholdning.
- Energiledd i nettleien bør samtidig holdes høy for å gi eiere av solcelleanlegg insentiv til å maksimere egenbruk av produsert solkraft. Videre bør reduksjon av innmatingstoppen motiveres gjennom prissignaler.
 - Fleksibilitetsmarkedene som potensielt kan bidra med ekstra verdi og drahjelp øker kompleksiteten, er lokalt betinget eller utilgjengelige for mindre kunder, og foreløpig umodne.
 - Sentraliserte løsninger som kan være nødvendig for å gjøre systemene tilstrekkelig enkle, standardiserte, lønnsomme og driftssikre er ikke tillatt under dagens regulering som lar seg begrense innenfor AMS-måler og/eller gårds- og bruksnummer.
 - Delingsordningen, som trer i kraft 1. oktober 2023, må utvides videre for å utnytte og motivere mulighetsrommet innen sluttbrukerfleksibilitet, i tillegg til at den må være utformet for å kunne medta store solkraftanlegg. Mange av hovedfunnene i rapporten tilsier at riktig utformet og ambisiøse delingsløsninger vil være et sentralt grep for å utnytte mulighetsrommet for at store mengder solkraft kan installeres og produsere energi slik at de samfunnsmessige fordelene realiseres til en samfunnsøkonomisk lav kostnad.
 - Konesjonsprosesser for større prosumenter som ikke er profesjonelle kraftprodusenter må forenkles, og informasjon og veiledninger må være mer tilgjengelig og tilpasset kompetansen til målgruppen.
 - Nettselskaper må få kompensert utgiftene for å tilrettelegge for mer solkraft i nettet, utformingen av dagens inntekt gir direkte straff til netteiere med solkunder. Nettselskaper kan gis anledning til å sette krav som dynamisk begrenser innmating og et egnet kompensasjonsregime for prosumenter som strupes må etableres.
 - Solkraftmålet styrker viktigheten av å øke innfasingstakten av nettsystemet fra 230 V IT-nett til 400 V TN-nett, som både bidrar til redusert spenningsproblematikk hos netteiere og forenkler innfasing av solkraft i markedet bl.a. ved å gjøre veksleretter med tilhørende nettjenester billigere og enklere tilgjengelig, i tillegg til en rekke andre fordeler.
 - Parallelt med virkemidler på nettsiden må være samsvarende virkemidler i teknisk byggeforskrift (TEK).

Foreslåtte regulatoriske tiltak skal underbygge at boligeiere oppnår lønnsomhet/investeringslyst, at det er tillatt ta i bruk teknisk verktøykasse, og at det er enkelt for vanlige folk å utnytte det tekniske potensialet for solkraft på bygningsmassen sin. Insentivene og de tekniske løsningene som kan ta bort problemet er i dag ikke i bruk, samtidig kan de fleste av disse løsningene implementeres forholdsvis raskt og billig.

For å utnytte mulighetsrommet for samfunnsøkonomisk rasjonelle solkraftinstallasjoner må en skille mellom tilfellene der nettkapasiteten er god, og der den er dårlig, når en lager tekniske og regulatoriske krav. For et mindretall av norske bygg der nettkapasiteten er svært dårlig vil den tekniske verktøykassen som skal til for å fase inn solkraftpotensiale ha en høy kostnad. Her vil det kreves dimensjonering av store batterier, etablering av mer kompliserte mikrogrid-løsninger, omfattende nettinvesteringer og høy grad av strupet solkraft. Hva som er fornuftige tekniske og regulatoriske løsninger i disse tilfellene er gjenstand for egen diskusjon mellom nettselskapene, solbransjen og regulatoriske myndigheter. Dette må løses slik at det ikke går på bekostning av de som vil bygge stort der det faktisk er tilstrekkelig sterkt nett. Europeiske land med stor andel solkraft legger i økende grad vekt på lokalt egenforbruk, områdeløsninger, og behovsbasert struping for å ivareta kontrollbehov på nettsiden, kombinert med klare målsetninger om solkraftutbygging. Europa løser utfordringene underveis – på mange måter med færre og dårligere verktøy enn det vi har. Vi har mange av de grunnleggende forutsetningene på plass for å realisere et stort mulighetsrom for solkraft.

- Et mer digitalisert nett og liberalisert strømmarked. Norske nettselskaper har kommet forholdsvis langt i digitalisering i europeisk målestokk.

Solkraft i bygningsmassen og samfunnet

- Et høyt elektrifisert forbruk som igjen har medført kraftig dimensjonerte nett. Det er eksempelvis få land som benytter strøm til oppvarming og matlaging slik vi gjør i Norge.
- Fleksible forbrukslaste med mye volum- og effektkapasitet som elbilladere og elektriske varmtvannsberedere.
- Vi har også noen viktige norske ulemper som stor grad av 230 V IT-nett og at strømforbruket statistisk sett er høyest i perioden med lav solkraftproduksjon.

De konkrete tekniske løsningene og reguleringsbestemmelsene bør i stor grad hensynta den norske konteksten som nevnt over, og vil dermed se annerledes ut for hvordan dette løses praktisk i andre land. De tekniske og regulatoriske løsningene for det norske markedet bør dermed løses av den norske solenergibransjen i tett samarbeid med norske netteiere og reguleringsmyndighet, med mål om å finne de billigste, raskeste og enkleste løsningene i markedet. Det har ikke vært del av oppdragets scope å vurdere rettferdig kostnads- og byrdefordeling for kostnadene som medkommer av innfasingen av solkraft – derimot å synliggjøre verdier og kostnadseffektive løsninger. Spørsmålet om rettferdig fordeling av kostnader bør skje i lys av disse faktorene, slik at diskusjonene om kostnadsfordeling ikke kommer i veien for å velge løsningene som gir kostnadsreduksjoner for samfunnet, eller for at de vedtatte og velbegrunnede målene for solkraftutbygging nås. Riktig utformede tekniske og regulatoriske krav og politiske markedsdrivere vil sikre at mulighetsrommet realiseres for de anleggene som faktisk er tekno-økonomisk og samfunnsøkonomisk rasjonelle å bygge ut. Distribuert solkraft bidrar netto med flere positive samfunnsøkonomiske verdier. Analyser viser at Norge går fra et kraftoverskudd i et normalår mot et kraftunderskudd allerede i 2028. Selv om kraftbalansen først blir negativ i 2028, vil strammere kraftbalanse gi svakere forsyningssikkerhet i årene før, særlig i tørrår. Her kan norsk solkraft spille en viktig rolle for å styrke forsyningssikkerheten, da den muliggjør energilagring i norske vannkraftmagasin. NVE og Statnett utarbeider regelmessige langsiktige kraftmarkedsanalyser, og i deres seneste rapporter er det lagt til grunn henholdsvis 7 TWh og 10 TWh solkraft i Norge i 2040. Ytterligere utbygging vil, isolert sett, gi betydelig lavere kraftpriser enn analysene deres viser. Det er dog ventet at ny kraftproduksjon mot 2030 og 2040 vil utløse et større kraftforbruk, slik at kraftbalansen reduseres igjen, og gjennomsnittsprisen ikke påvirkes i særlig stor grad. Den økte kraftproduksjonen fra solkraften vil dermed kunne tilrettelegge for økt verdiskaping i form av ytterligere industri og andre nye, grønne verdikjeder. Multiconsult med samarbeidspartner utførte i 2021 en ringvirkningsanalyse av 10 TWh solkraft i Norge i 2040, som vi bygger videre på i denne rapporten. Forenklete beregninger viser at solkraftutbyggingen i størrelsesorden 8 TWh i 2030 kan gi en direkte sysselsetting på opptil 6 000 årsverk per år i 2030. Aggregert frem til 2030 vil solkraftbransjen skape mellom 16.000 og 30.000 årsverk og en verdiskaping på inntil 32 milliarder norske kroner. Oppsummert kan 8TWh solkraft bidra til løse en del av kraftkrisen i tillegg til å gi flere positive samfunnsøkonomiske fordeler. Men for å nå målet må det også være lønnsomt å bygge ut solkraft.

Det realistiske potensialet for hvor mye solkraft som vil bygges ut defineres i stor grad av hva som er det tekno-økonomiske anlegget sett fra synsvinkelen til de som skal investere. Entreprenørforeningen Bygg og Anlegg (EBA), Byggevarerindustriens Forening, NBBL, Nelfo og Solenergi klyngen har bedt Multiconsult utføre beregninger av det tekno-økonomisk potensialet for solkraft i eksisterende bygningsmasse, rapporten inngår i sin helhet som Vedlegg 3.

Resultatene viser at lønnsomhet er avhengig av mange faktorer. Rapporten har tatt utgangspunkt i lønnsomhet for et base case men også beregnet lønnsomhet for ulike scenarier basert på kostnadsutvikling, fremtidig kraftpris og delingsordninger/forbrukerfleksibilitet (ordninger som bidrar til at solkraft konsumeres lokalt). Best forutsetninger for lønnsomme solkraftanlegg finner i store takflater. Beregninger viser at med Statnetts basisscenario for kraftpris (42 €/MWh, ca. 50 øre/kWh) er det lønnsomme utbyggingspotensialet for solkraft 0,4 TWh. Forbrukerfleksibilitet og bedre delingsordninger, der vi oppnår 100% selvkonsum uten å belaste nettleie og avgifter for delt solstrøm, øker potensialet til 3 TWh. En

kostnadsreduksjon på 10 % fra dagens nivå øker lønnsomt utbyggingspotensial til 7,3 GWp (5,5 TWh/år). Ytterligere kostnadsreduksjon til 20 % øker lønnsomt potensial til 18 GWp (14 TWh/år).

Et hovedfunn i den tekniske økonomiske analysen er: Om mer av solkraften konsumeres hos produsenten eller naboer med delingsordninger har det stor betydning for lønnsomheten og mengden ny solkraft som kan bygges lønnsomt ut mot 2030. Dette samsvarer med utbygging der nettet har kapasitet og forbruket høyt, og forsterker at må satses på lokale energisamfunn med utstrakt egenbruk, deling, lagring og smart styring for å komplementere strømmettet og bidra til å dempe svingningene i strømmarkedet. Dette betyr at den mest lønnsomme utbygging av solkraft kan også være den utbyggingen som er mest skånsomt for nettet. Den tekniske økonomiske analysen viser også at det er viktig å opprettholde investeringsstøtte til utbygging av solkraft, som Enovastøtte til husholdninger, for at bygningsmassen skal bidra til målet om 8TWh i 2030.

For veien videre vil en viktig strategisk tilnærming være å ikke lage hindringer for de som ønsker å bygge solkraftanlegg der det faktisk er kapasitet i lavspent distribusjonsnett, utforme behovsbaserte krav i grensesnitt mot nettet og lage insentiver for at solkraften benyttes lokalt. Veien videre for en kostnadseffektiv innfasing av solkraft i strømmettet krever aktiv drahjelp fra nettselskaper, politikere og regulatoriske myndigheter i tett samarbeid med solenergibransjen. Det anbefales at et representativt utvalg fra nettsiden, RME og solbransjen for å jobbe videre med å forme de gode løsningene og bidra til at det implementeres endringer som løser utfordringene, fjerner barrierer og insentiverer prosumenter og nettselskapene til økt lokal energiproduksjon.

Kildehenvisninger

- [1] SV, «Revidert Nasjonalbudsjett 2023 - enighet SV og Regjering,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.sv.no/wp-content/uploads/2023/06/rnb-2023-enighet-apspsv-verbaler-rettet-1310.pdf> .
- [2] NHO, [Internett]. Available: <https://www.nho.no/tema/energi-miljo-og-klima/artikler/2023/omforent-strategi-for-energieffektivisering-og-lokal-solkraftproduksjon/>. [Funnet 26 September 2023].
- [3] Lovdata, «<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>,» 2020. [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>.
- [4] NVE, «NVE,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/solkraft-paa-bygg/>.
- [5] 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].
- [6] NVE, «Plusskundeordningen,» NVE, 2023. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>.
- [7] Stortinget, «Revidert Nasjonalbudsjett 2023,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Vedtak/Vedtak/Sak/?p=92466>.
- [8] Statnett, «Kortsiktig Markedsanalyse 2023-2028,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/kortsiktig-markedsanalyse/>.
- [9] PQA AS, «Prosumenterers innvirkning på lavspente distribusjonsnett,» [Internett]. Available: https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2020/rme_eksternrapport2020_09.pdf. [Funnet 06 February 2022].
- [10] 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].
- [11] 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].
- [12] 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].
- [13] Oslo Economics, «Nettkunderenes nytte av en oppgradering av lavspenningsnettet,» [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/nyttvirkninger-ved-omlegging-av-lavspenningsnettet/>. [Funnet 20 09 2023].
- [14] Energiteknikk, «Statnett advarer mot systemkollaps,» [Internett]. Available: <https://energiteknikk.net/2023/05/statnett-advarer-mot-systemkollaps/>. [Funnet 31 Mai 2023].
- [15] TU, «Teknisk Ukeblad,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/stromnettet-er-sprengt-men-nettselskapene-sier-nei-takk-til-forskningmidler/531455?key=W9HOtxqg>.
- [16] T. C. G. «Betydningen av energibesparelser i bygg på kraftbalansen,» 2023.
- [17] 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].
- [18] European Council - Council of the European Union, «FIT for 55,» European Council, 2022. [Internett]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/27/fit-for-55-council-agrees-on-higher-targets-for-renewables-and-energy-efficiency/> .
- [19] European Commission, «Climate Action,» European Commission, [Internett]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/market-stability-reserve_en .
- [20] NVE, Nasjonal ramme for vindkraft, Norsk vindkraft og klimagassutslipp, 2019.
- [21] European Commission, «REPower EU,» European Commission, 2020. [Internett]. Available: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en .
- [22] NVE, Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040, 2021.

- [23] NVE, Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040, 2019.
- [24] Statnett, Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050, 2023.
- [25] THEMA Consulting Group, Multiconsult, «Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i Norge mot 2040,» Solenergiklyngen, FME SUSOLTECH, Energi Norge, Oslo, 2021.
- [26] FME SUSOLTECH, Solenergiklyngen, «Veikart for den norske solkraftbransjen mot 2030,» 2020.
- [27] P. G. Heilscher, Interviewee, *Prof. for energy data managment / head of smart grids research team - THU*. [Intervju]. 23 Juni 2023.
- [28] R. G. Prof. Lemus, Interviewee, *CEO energyRIS, spinoff of the Universidad de La Laguna*. [Intervju]. 15 Juni 2023.
- [29] Ministry for Ecological Transition - Spain, «Royal Decree 244/2019, of April 5, which regulates the administrative, technical and economic conditions of self-consumption of electrical energy,» 04 Juli 2019. [Internett]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>. [Funnet 23 Juni 2023].
- [30] PV Magazine, «Denmark hits 3.2 GW of installed PV capacity,» 19 Mai 2023. [Internett]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2023/05/19/denmark-hits-3-2-gw-of-installed-pv-capacity/>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [31] Energinet, «KAPACITETSKORT- Dialogværktøj, der understøtter optimal placering af nye VE-anlæg set i relation til elnettet,» [Internett]. Available: <https://energinet.dk/el/eltransmissionsnettet/kapacitetskort/>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [32] Energiføretagen, «Rikta Rätt – växelriktare för solceller och energilager,» 16 Juni 2023. [Internett]. Available: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/solceller/rikta-ratt--vaxelriktare-for-solceller/>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [33] PV Magazine, «Netherlands changes grid code to reduce congestion, host more renewables,» 20 November 2022. [Internett]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2022/11/29/netherlands-changes-grid-code-to-reduce-congestion-host-more-renewables/>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [34] Overheid, «Netherlands - Grid code electricity,» 10 Juni 2023. [Internett]. Available: <https://wetten.overheid.nl/BWBR0037940/2023-06-10#Hoofdstuk3>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [35] 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].
- [36] Elhub, «Markedsoversikt,» [Internett]. Available: <https://elhub.no/statistikk/markedsoversikt/>. [Funnet 27 April 2023].
- [37] 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].
- [38] NVE, «Nasjonal ramme for vindkraft, Norsk vindkraft og klimagassutslipp,» 2019.
- [39] Multiconsult, Solenergiklyngen, 2022. [Internett]. Available: <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2022/08/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>.
- [40] Ministry for Ecological Transition - Spain, «Royal Decree 244/2019, of April 5, which regulates the administrative, technical and economic conditions of self-consumption of electrical energy,» [Internett]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-5089>.
- [41] Energiteknikk, «Solkraft kan sprengne nettkapasiteten,» 21 September 2020. [Internett]. Available: <https://energiteknikk.net/2020/09/solkraft-kan-sprengne-nettkapasiteten/>. [Funnet 26 Juni 2023].
- [42] 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.
- [43] Multiconsult, *10249898-01-RISOL-NOT-001 Vurdering av innmatingskapasitet for solkraft i eksisterende nett uten dyre tiltak*, Oslo, 2023.
- [44] Multiconsult, «10249898-01-RISOL-NOT-002 Vurdering av tekniske løsninger som kan utvide handlingsrommet for integrering av solkraft i nettet,» Oslo, 2023.
- [45] NVE, «NVE - Solkraft på bygg,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/tilknytning-av-forbruk-og-produksjon/solkraft-paa-bygg/>.

[46] Regjeringen, «Fastsetter forskriftsendringer for deling av egenprodusert fornybar strøm på samme eiendom,» 08 05 2023. [Internett]. Available: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/fastsetter-forskriftsendringer-for-delning-av-egenprodusert-fornybar-strom-pa-samme-eiendom/id2975877/>.

Vedlegg 1 – Erfaringer fra andre land

Figur 3-1 viser dagens andel solkraft i energimiksen for et utvalg europeiske land – som har til felles at de har hatt en langt sterkere utbyggingstakt for solkraft enn Norge. Videre nevnes noen eksempler på utvalgte tekniske og regulatoriske rammeverk og erfaringer fra andre land. Listen skal ikke forstås som en uttømmende oversikt over tekniske og regulatoriske virkemidler, men nevner eksempler på tiltak som kan bidra med prinsipper som er relevante for en norsk kontekst.

Eksempler fra Tyskland [27]

Tyskland har historisk hatt en regulatorisk utvikling fra rause feed-in tariffer til et system som i økende grad premierer direkte egenkonsum av solkraft. Systemet er rigget slik at kjøpspris for strøm fra nettet er høyere enn den faste salgsprisen en får fra å selge strøm til nettet. Det ble etter hvert også innført en maksbegrensning på innmating til strømmettet – der solcelleanlegg maksimalt kan eksportere 70 % av sin nominelle kapasitet. For å redusere struping av samfunnsnyttig solkraft, ble strupekravet i 2022 tatt bort for anleggsstørrelser under 25 kW. I Tyskland har det grunnet insentiver for egenforbruk oppstått et variert og mangfoldig marked for produkter for egenforbruk av solenergi, eksempelvis integrerte løsninger for smarthjem.

For storskala kraftverk over 100 kW skal nettselskapet ha kontroll på Scada-systemet for å kunne styre aktiv og reaktiv effekt. Anlegg mellom 25 kW og 100 kW skal være teknisk tilrettelagte for funksjonen. Produksjonsanleggene får kompensasjon tilsvarende verdien av den strupede solkraften.

Nødvendige tiltak i strømmettet for å løse lokale spenningsutfordringer som kommer av innmating har tradisjonelt sett vært løst med nettinvesteringer. Det er nå en økende erkjennelse om at en må ty til digitalisering for å kunne fase inn sol- og vindkraft i tråd med nye og oppdaterte mål – Tyskland har satt et mål om 80 % fornybar kraft i strømmettet innen 2030 og jobber også med å elektrifisere bilparken. Tyskland har i dag ennå ikke rullet ut smarte strømmålere, men gjør nå et nytt forsøk på å rulle dette ut som en viktig brikke i digitaliseringsløftet.

Eksempler fra Spania [28]

Som Figur 3-1 viser er andelen solkraft i elmiksen oppe i omtrent 20 % i Spania. Den spanske forskriften fremhever at lokalt egenforbruk av distribuert solkraft som forbrukes lokalt vil ha positive effekter på det elektriske energisystemet, forbrukerne og økonomien som helhet – blant annet vil det ha positiv påvirkning på lokale arbeidsplasser. En plusskunde kan ifølge reguleringen være en enkeltperson eller en juridisk enhet som fungerer som en «kollektiv plusskunde». Kriteriet for å delta i kollektivet er enten at kundene er plassert i et internt nett, at kundene er forsynt på en av lavspenktretsene som forsynes av samme transformatorstasjon, eller at de er innen 500 meters linjeavstand fra produksjonsanlegget. Krav om maks avstand for å kunne delta i ordningen øker til 2000 meter dersom solcelleanlegget er plassert på en flate som ikke har som primær funksjon å produsere solkraft, her vil eksempelvis takflater, industritomter og parkeringsplasser kunne oppfylle kriteriet [29].

Det er opprettet fast track for nettgodkjennelse av anlegg som er teknisk satt opp slik at de ikke eksporterer solkraft til nettet og anlegg under 15 kW i urbane strøk har ikke behov for godkjenning. Det neste fokusområdet for Spania for å øke nettets kapasitet for solkraft blir å jobbe for at forbruket i større grad skal tilpasses når energien produseres.

Eksempler fra Danmark

Danmark begynte med rause støtteordninger og feed-in tariffen som førte til en solcelleboom i ca 2012. Markedet har nesten stått stille siden – men markedet er nå i ferd med å ta seg opp. Det ble installert 236 MWp med solkraft i første kvartal 2023 – som tok Danmark opp i 3,2 GWp installert solkraftkapasitet. Til sammenligning har Norge per Mai 2023 omtrent 300 MWp total installert solkraftkapasitet. Hovedandelen av anleggene er usubsidierte bakkemonterte solkraftanlegg [30]. Det finnes eksempler på fast track for nettilknytning, eksempelvis har netteieren N1 fast track for anlegg under 10 kW.

Netteierne har de siste årene opplevd sterk tilknytningsetterspørsel for solkraft på steder med god arealtilgang, men disse har ikke vært sammenfallende med nærhet til tettsteder der forbruket er størst. Denne ubalansen skaper behov for store nettinvesteringer som ønskes unngått, både grunnet kostnader og fordi det tar mange år å forsterke høyspentnettet. For å redusere problemet ble det i 2020 utviklet et kapasitetskart for solkraft i nettet som fungerer som et dialogverktøy mellom TSOen Energinet, nettselskaper og prosjektutviklere. Målet med kapasitetskartet kan være med å vise fordeler og ulemper med ulike plasseringer og skape dialog med solkrafteierne, kommuner og lokale nettselskaper for å finne de beste løsningene [31].

Eksempler fra Sverige

Et av tiltakene som er gjort for å forenkle praktiske krav til solcelleinstallasjoner, er å publisere en «whitelist» for vekselrettere som er i tråd med netteiers krav og ønsker [32].

Eksempler fra Nederland

Nederland er et av landene i Europa med høyest andel solkraft i nettet. Landet erfarer for tiden flaskehals i strømmettet på innmating – og det er vedtatt en regulering som tillater CSP (Congestion service providers) å agere som mellommann mellom nettets flaskehals og nedstrøms forbrukerfleksibilitet og solcelleanlegg – med mål om å optimalisere bruken av strømmettet. I tillegg planlegges store investeringer i høyspentnettet [33].

For produksjonsanlegg tilkoblet høyspentnettet er det et krav at netteier kan sette et eksternt settpunkt på hvor mye aktiv anlegget skal produsere – med en maksimal feiltoleranse på 2 % [34].

Solar Power Europe

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». Rapporten har som mål å foreslå solbransjens anbefalte tiltak for å muliggjøre implementeringen av EU sine nye fornybarmål – i tillegg til å løfte opp tiltak som anses å være beste praksis i europeiske land i dag. De fleste av tiltakene er mest relevante for storskala bakkemonterte solkraftanlegg, men flere av prinsippene er også gjeldende for sol på- bygg. Blant de oppsummerte tiltakene er:

- **Nettplanlegging:** Jevnlige felles nettplanleggingsprosesser mellom netteiere og solindustrien – der selskapene gir input til deres fremtidige behov og planer angående tilknytning av solkraft. Informasjon om planlagte nettinvesteringer må være tilgjengelig for prosjektutviklere, inkludert kapasitetsflaskehals og spenningsbegrensninger ned til medium spenningsnivå. I land med mange nettselskaper må reglene harmoniseres slik at næring og industri opplever en one-stop-shop. Alternativer til nettinvesteringer må vurderes og velges i tilfeller det er den mest samfunnsøkonomiske løsningen.
- **Nettselskapers regulering** må insentivere investering i driftsløsninger som smartgrid-teknologi. I mange land gir konvensjonell nettforkerking mye bedre nedbetalingstid for nettselskaper enn

driftstiltak, og nettselskaper har ikke riktige insentiver for å bruke fleksibilitet som alternativ til nettutbygging.

- Nettilknytning på vilkår som eksempelvis struping kan benyttes som en midlertidig løsning for å kjøpe tid for nødvendige tiltak på nettsiden.
- Gunstigere nettilknytningsvilkår for «nettvennlige solcelleanlegg» - eksempelvis solcelleanlegg som utrustes med nettjenester eller batterier.
- Krav om at bygninger skal være tilrettelagt for installasjon av solcelleanlegg.
- Prosedyrer for nettilknytning som i størst mulig grad er korte, konsise, praktiske og lettfattelige
- Harmoniserte tekniske krav i grensesnitt mot nett.
- Transparent datagrunnlag som lar prosjektutvikleren selv vurdere kostnader for nettilknytning og hva som er tålegrensa uten dyre nettinvesteringer
- Sette grenser for hvor mye kraft som kan eksporteres i grensesnittet, ikke hvor mye kraft som kan produseres.

Oppsummering

Prinsipper som går igjen for sluttbrukerens perspektiv er insentivering av lokalt egenforbruk, installere i vekselrettere som tillater netteier å ha kontroll på lokale spenningsforhold og sette grenseverdier for hvor mye solkraft som kan innmates nettet (dynamisk, eksempelvis forriglet mot lokale spenningsforhold eller krav til maksimal innmating i kW). Insentivering av egenforbruk vil bidra til et marked for «smarte» produkter som kan koordinere sammenlagingsfaktor på områdenivå for både innmating og uttak. Løsninger som tillater lokal kollektivt egenforbruk av solkraft innenfor et punkt i ovenliggende nett der det er flaskehalsproblematikk, øker handlingsrommet.

For netteiere er det å ha kontroll på innmating og for større anlegg å ha overstyringsrett på solcelleanleggene en gjenganger. Enkle rammeverk i tillegg til fast track søknadsprosesser for solkraftanlegg som oppfyller netteiers behov i grensesnittet (enten karakterisert av lav størrelse eller nettjenester) går igjen for landende med ambisjoner på feltet. I tillegg er tiltak i inntektsmodellen noe som går igjen i flere land for å insentivere en mest mulig samfunnsøkonomisk innfasing av solkraft til strømmettet og utnyttelse av alternativer til tradisjonelle nettinvesteringer, samtidig som en i størst mulig grad unngår tidkrevende prosesser.