

Energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
postmottak@ed.dep.no

Deres ref./Deres dato: 24/1723-/ 20.06.2024
Vår ref.: 2024/2692
Vår dato: 15.11.2024

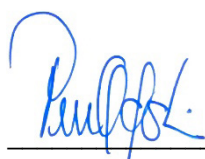
Systemvirkninger og tiltak for å håndtere økende innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet

Statnett viser til målet om 8 TWh solkraft i Norge innen 2030 og EDs "Oppdrag om å vurdere systemvirkninger og tiltak for å håndtere økende innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet."

I vedlagte notat beskriver Statnett hvordan økt innfasing av ulike mengder solkraft vil påvirke kraftsystemet i forskjellige geografiske områder. Vi anbefaler tiltak for å sikre en fortsatt velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft.

Statnett ser frem til å fortsette arbeidet med å finne gode løsninger for å integrere mer produksjon i kraftsystemet.

Med vennlig hilsen



Peer Olav Østli
Konserndirektør, Systemdrift



Gunnar G. Løvås
Konserndirektør, Kraftsystem og Marked

Statnett

Systemvirkninger og tiltak for å håndtere økende innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet

November 2024



Sammendrag

Regjeringen jobber for økt innfasing av solenergi og legger ambisjonen om 8 TWh innen 2030 til grunn. I den forbindelse har ED bedt Statnett om innspill til hvordan store mengder solkraft kan integreres i det norske kraftsystemet på en god måte.

For at Norge skal nå sine utslippsmål og samtidig legge til rette for industrivekst, er det behov for mye økt kraftproduksjon i Norge. Solkraft kan bygges relativt raskt, men produserer lite på vinteren når forbruket i Norge er høyest. Solkraft har høy installert effekt sammenliknet med energiproduksjon. Tilknytning av sol kan derfor gi store effektvariasjoner og kreve mye nettkapasitet.

Som systemansvarlig må Statnett ha forutsetninger og virkemidler for å kunne drifte systemet på en sikker og effektiv måte med økt andel væravhengig og omformertilknyttet kraft, slik som solkraft. Mange små anlegg kan i sum gi store påvirkninger på kraftsystemet. Tiltak innen systemdriften er også avgjørende for Statnetts vurderinger om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig.

Solkraft er fortsatt i startfasen i Norge, og vi forventer høy vekst. Dette gir muligheter og behov for å sikre at regelverk, insentiver og prosesser tilpasses en situasjon med stadig mer solkraft.

Det er god plass til solkraft i transmisjonsnettet. Statnett gir tilknytning til flere

- Statnett har fått mange henvendelser fra solkraftaktører som ønsker å reservere kapasitet.
- Transmisjonsnettet kan håndtere store mengder solkraft, men det finnes begrensninger i enkelte stasjoner og områder. Dette gjelder særlig stasjoner hvor det allerede er tilknyttet mye uregulerbar produksjon og 300 kV-ledninger med lav kapasitet.
- På deler av Østlandet kan kombinasjonen av mye solkraft og annen uregulerbar kraft (elvekraft) i perioder gi høyere transportbehov enn det er kapasitet til i nettet. Perioder med innestengt produksjon gir også lavere inntjening for solkraftaktørene.
 - Statnett vurderer kapasiteten i ledningsnettet til økt innmating av produksjon på Østlandet, slik at vi kan veilede og svare ut flere kunder som ønsker tilknytning av produksjon i dette området.
 - I Innlandet har Statnett henvendelser om et mye større volum solkraft enn det er driftsmessig forsvarlig å knytte til før kapasiteten i ledningsnettet fra Lillehammer til Oslo og stasjonene i Mjøs-området er økt.

(1a) Tiltak: Statnett vil forsterke innsatsen for å svare ut flere tilknytningssaker som gjelder ny kraftproduksjon.

(1b) Tiltak: Statnett vil legge økt vekt på å beskrive muligheter for, og tilrettelegge for, ny kraftproduksjon i pågående oppdatering av områdeplanene.

Solkraft nær eller i kombinasjon med fleksibelt forbruk og lagring gir bedre systemutnyttelse

Solkraft har en tydelig døgnprofil og kan gi store effektvariasjoner. Etablering av energilagring, slik som batterier, fleksibelt forbruk eller forbruk med høy brukstid i nærhet av solkraften kan kompensere for behovet for nettkapasitet, redusere effektubalanser og gjøre det mulig å tilknytte mer.

(2a) Tiltak: Regelverk og insentiver må videreutvikles slik at kombinasjon av forbruk, produksjon og lagring av kraft blir mulig og attraktivt, også for større kunder.

(2b) Tiltak: Statnett vil gjøre tilknytningsprosessen enklere for kombinasjon av forbruk, produksjon og lagring av kraft.

Det er behov for tiltak i systemdriften for å håndtere mer uregulerbar produksjon

- Systemansvarlig må sørge for at kraftsystemet teknisk sett fungerer slik det skal, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.
(3) Tiltak: Statnett, i samarbeid med de andre nordiske TSOene, vil konkretisere krav til nettførende egenskaper til omformertilknyttet produksjon. Statnett vurderer markedsbaserte tiltak, funksjonskrav og investering i nettanlegg for å sikre nok systembærende egenskaper.
- All solkraft må ha riktig funksjonalitet – også mindre anlegg
(4) Tiltak: Det er behov for nasjonale regler om funksjonalitet for anlegg <5 MW. Statnett anbefaler derfor at myndigheter (ED og RME) vurderer behov for nasjonal forskrift for solkraft av lavere ytelse, i samråd med nettselskaper og aktører.
- Systemansvarlig må kunne pålegge solkraft systemkritiske vedtak på lik linje med annen produksjon.
(5) Tiltak: All produksjon over en viss størrelse, eller som har vesentlig betydning, må kunne fjernstyres. Krav om dette bør gjelde både enkeltstående markedsaktører (for anlegg med ytelse over størrelsesorden 5 eller 10 MW) og for aggregatorer.
- Det må være enkelt og attraktivt for solkraft å redusere produksjon i form av å reagere på kraftpris og delta i energi- og reservemarkeder. Dersom vi får for lite reserver eller lav deltagelse i ulike markeder, må Statnett kunne stille krav om deltakelse i markedsløsningene for reserver.
(6a) Tiltak: Statnett vil fortsette å videreutvikle reservemarkedene og tilpasse markedsvilkår til ny type produksjon slik at den kan delta i automatisk balansering. Markedene må tilrettelegges for deltakelse fra anlegg som har energilagring f.eks. batterier.
(6b) Tiltak: Myndighetene må sørge for at Systemansvarlig har nødvendige hjemler til å kreve deltakelse i reservemarkeder.
- Det er behov for prisavhengige bud i energimarkedet
(7) Tiltak: Energimyndighetene bør gi incentiver til aktørene i energimarkedene til å gi prisavhengige bud for hele eller deler av aktuell energileveranse.
- Systemansvarlig behøver gode prognoser og sanntidsmålinger av solkraftproduksjon
(8a) Tiltak: For de mindre anleggene (<5MW) må aktørene levere sanntidsmålinger slik at systemansvarlig kan verifisere produksjonsplaner og justere prognoser.
(8b) Tiltak: For de minste anleggene (<1 MW) i lavspent- og distribusjonsnettet må systemansvarlig utvikle prognoseverktøy basert på meteorologiske data.

Problematikk knyttet til solkraft i distribusjonsnettet, primært økte spenningsvariasjoner og økt termisk belastning, må håndteres av DSOene.

Kostnader ved økt innfasing av solkraft

En større andel uregulerbar kraftproduksjon vil øke ubalansene i driften og behovet for reserver. Dette vil bidra til økte systemdriftskostnader.

Statnett forventer også økte kostnader for å ivareta systembærende egenskaper. Enten ved at vi anskaffer systembærende egenskaper gjennom markedsløsninger, eller ved at Statnett selv investerer i anlegg (f.eks. roterende fasekompensatorer).

Mange solkraftanlegg blir tilknyttet i distribusjonsnettet og kan utløse behov for tiltak der, både med hensyn til kapasitet i nettet og spenningsforhold. Vi har ikke vurdert kostnader knyttet til dette.

Innhold

Sammendrag	ii
1 Statnetts tilnærming til oppdraget fra ED	5
1.1 Statnett anbefaler flere tiltak	6
2 Høye ambisjoner for solkraft i Norge	7
3 Innfasing av solkraft i ulike geografiske områder	8
3.1 Solkraft kan gi viktig bidrag til energibalansen.....	8
3.2 Solkraft har en sterk sesongvariasjon med høy produksjon om sommeren og lav produksjon om vinteren	8
3.3 Mye uregulerbar kraft kan gi perioder med produksjonsoverskudd.....	9
3.4 Solkraft nær eller i kombinasjon med forbruk og lagring gir bedre systemutnyttelse	9
3.5 Transmisjonsnettet kan håndtere store mengder solkraft, men det finnes begrensninger.....	10
3.6 Kapasitet til solkraft i ulike geografiske områder	12
4 Anbefalte tiltak for å sikre en fortsatt velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft	15
4.1 Kraftsystemet må fungere uavhengig av hvilke kraftverk som produserer	15
4.2 All solkraft må ha riktig funksjonalitet – også mindre anlegg.....	16
4.3 All produksjon over en viss størrelse og viktige anlegg må kunne fjernstyres	16
4.4 Det må være attraktivt for solkraft å reagere på markedspriser og delta i reservemarkeder .	17
4.5 Det er behov for prisavhengige bud i energimarkedet.....	18
4.6 Systemansvarlig har behov for prognoser og sanntidsmålinger av solkraftproduksjon	18
5 Kostnader ved økt innfasing av solkraft	19
5.1 Kostnader forbundet med innslag av mer omformerteknologi i kraftsystemet.....	19
5.2 Kostnader for aktørene for å innfri krav fra systemansvarlig	19
5.3 Kostnad for lagringsløsning spiller en betydelig rolle for kostnadsutviklingen.....	20
6 Erfaring med solkraft i våre naboland	21
7 Vedlegg	23

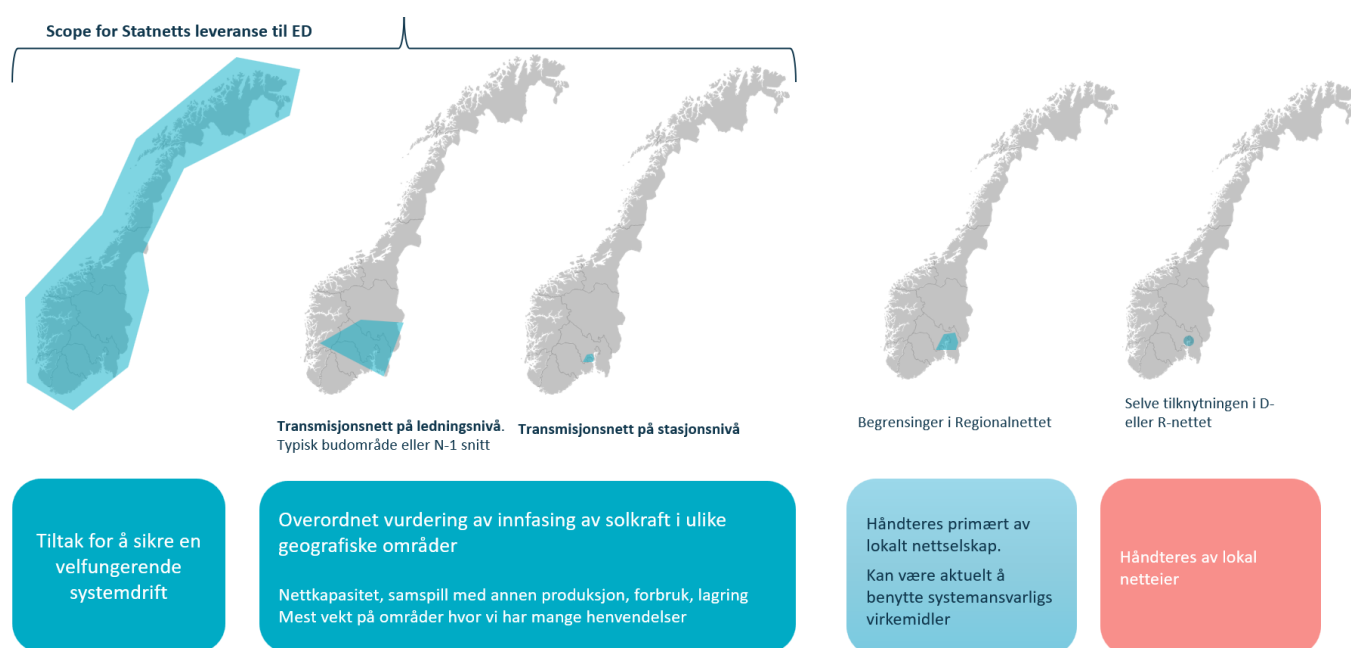
1 Statnetts tilnærming til oppdraget fra ED

Regjeringen jobber for økt innfasing av solenergi og legger ambisjonen om 8 TWh innen 2030 til grunn. I den forbindelse har ED bedt Statnett om innspill til hvordan store mengder solkraft kan integreres i kraftsystemet på en god måte (se vedlegg).

Departementet har bedt Statnett om å:

- Vurdere hvordan økt innfasing av ulike mengder solkraft vil påvirke kraftsystemet i forskjellige geografiske områder.
- Konkretisere hvilke tiltak vi mener er hensiktsmessig å innføre for å sikre en fortsatt velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft i Norge mot 2030 og videre.
- Anslå virkningen av anbefalte tiltak på systemdriftskostnader og investeringer i transmisjonsnettet.

Statnetts svar på dette oppdraget bygger videre på innspillene vi ga til NVE i forbindelse med deres oppdrag om solkraft i 2023/2024.¹



Figur 1: Statnetts tilnærming til oppdraget fra ED. Vi anbefaler tiltak for å sikre en velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft. Vi har gjort en overordnet vurdering av kapasitet i transmisjonsnettet til solkraft i ulike geografiske områder.

Statnett har ikke vurdert totale samfunnsøkonomiske virkninger av innfasing av mer solkraft, inkludert arealbruk, lønnsomhet for solkraftaktørene mv. Vi har heller ikke tallfestet begrensninger og kostnader for tiltak i underliggende nett for å knytte til mer solkraft. Mange solkraftanlegg vil bli tilknyttet i distribusjonsnettet, og kan utløse behov for tiltak der. Statnett har dialog med regionale nettselskap om utviklingen lokalt, både gjennom tilknytningsprosessen og i vårt arbeid med områdeplaner.

¹ ref. «NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon» og til Statnetts innspill til NVE i den forbindelse: «Virkningen av solkraft på driften av kraftsystem».

1.1 Statnett anbefaler flere tiltak

Solkraft er fortsatt i startfasen i Norge, og vi forventer høy vekst. Dette gir muligheter og behov for å sikre at regelverk, insentiver og prosesser bidrar til at solkraft fases inn i det norske kraftsystemet på en god måte.

I denne rapporten anbefaler vi flere tiltak. Disse er markert slik:

() Tiltak

Virkningene på kraftsystemet og behovet for tiltak, er i stor grad et resultat av økt mengde væravhengig og omformertilknyttet kraftproduksjon i det norske og nordiske systemet. Mange av virkningene og de anbefalte tiltakene gjelder uavhengig av om ny kraftproduksjon kommer fra solkraft eller vindkraft.

Solkraft har en del egenskaper som er særlig relevante for våre anbefalinger:

- raske effektvariasjoner
- sterk sesong- og døgnprofil
- omformertilknyttet
- mange mindre anlegg
- vanligvis knyttet til i distribusjonsnett
- mange "nye" aktører

Det er stor øking i solkraft og annen uregulerbar produksjon i hele Europa, inkludert Norden. Flere av tiltakene i systemdriften, som anskaffelser av reserver og systembærende egenskaper, er felles-nordiske. Mange av tiltakene er nødvendige selv ved en moderat økning i solkraft i Norge.

2 Høye ambisjoner for solkraft i Norge

Solkraftkapasiteten i Norge har økt betydelig de siste årene, men fra et lavt nivå. Per 2024 er det installert ca. 730 MW solkraft i Norge. Mesteparten av dette er bygningsmonterte anlegg.

NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
321	286	49	6	69

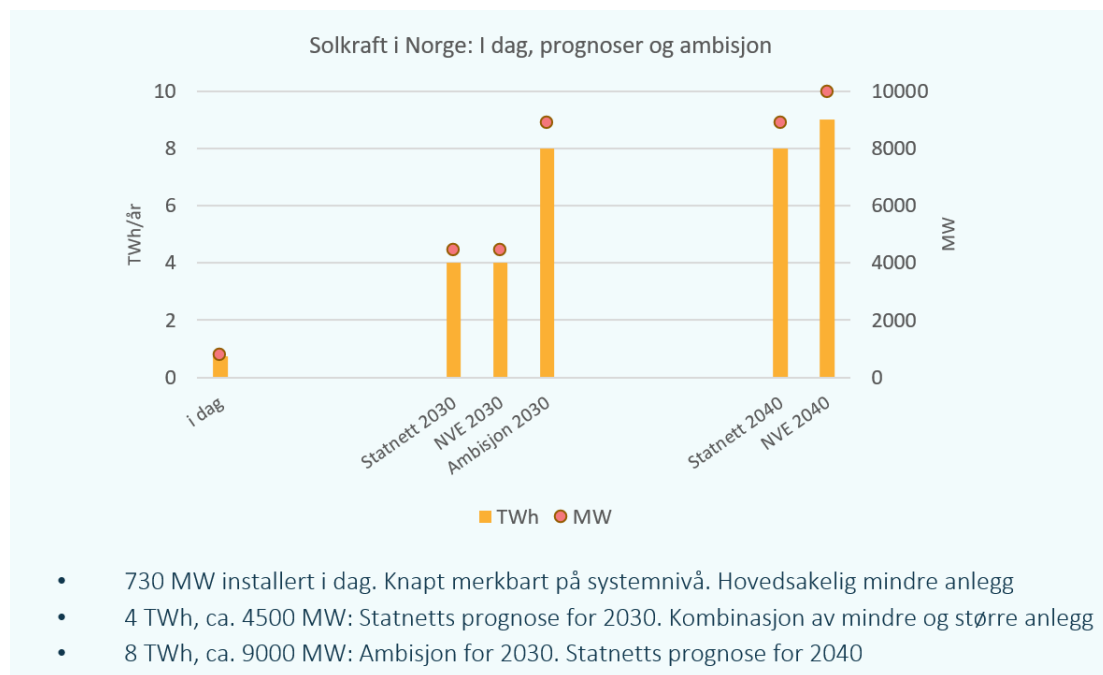
Tabell 1: Installert kapasitet, solkraft i Norge (MW²). Tall fra [elhub](#) per 7.10. Kun ca. 5 % av effekten er anlegg > 5 MW

De siste årene har Statnett fått mange henvendelser fra solkraftaktører som ønsker å reservere kapasitet i nettet. Per 1. november 2024 har vi reservert 424 MW kapasitet i transmisjonsnettet til solkraft. I tillegg er rundt 2500 MW solkraft i kapasitetskø³. Tilknytning av produksjon under 5 MW håndteres hovedsakelig av lokal netteier (med enkelte unntak, se kapittel 3.5.1) og inngår ikke i tallene over.

Basert på henvendelsene til Statnett, er det nå planer om mange større solkraftanlegg (> 5 MW) i Innlandet, Oslo, Akershus og Østfold, Telemark og Vestfold og Agder. NVEs [oversikt](#) over konsesjonsstatus for solkraftanlegg viser tilsvarende bilde.

Statnett legger til grunn en lavere vekst i solkraft enn ambisjonen på 8 TWh til 2030

Regjeringen jobber for økt innfasing av solenergi og legger ambisjonen om 8 TWh innen 2030 til grunn. Gitt en brukstid på ca. 900 timer, tilsvarer dette nesten 9 000 MW. I våre markedsanalyser har Statnett ca. 4 TWh solkraft i Norge i 2030. Vi forventer en ytterligere økning til ca. 5 TWh i 2035 og 8 TWh i 2040⁴. Hvor mye solkraft som blir realisert, hvor raskt og i hvilke områder er avhengig av flere forhold, blant annet lønnsomheten for ulike solkraftanlegg og om de får nødvendige tillatelser (konsesjon, nettilknytning mv).



Figur 2 Solkraft i Norge i dag, prognoser fra Statnett (LMA 2024) og NVE⁵ og ambisjon for 2030. Antatt brukstid er 900 timer for alle typer anlegg, uavhengig av geografisk plassering og teknisk utforming.

² En blanding av installert inverterkapasitet (kW AC) og installert PV-kapasitet (kWp DC) er registrert.

³ På [Statnett.no](#) finnes oppdaterte tall og forklaring av begreper

⁴ Statnetts langsiktige markedsanalyse (LMA 2024). Analysen er under arbeid og publiseres i desember 2024. Mindre justeringer kan forekomme.

⁵ NVEs [Utvikling i kraftmarkedet mot 2050 \(NVE, 2024\)](#).

3 Innfasing av solkraft i ulike geografiske områder

For at Norge skal nå sine utslippsmål og samtidig legge til rette for industrivekst, er det behov for mye økt kraftproduksjon i Norge. Solkraft kan gi et viktig bidrag, men produserer lite på vinteren når forbruket i Norge er høyest.

I dette kapitlet beskriver vi noen egenskaper ved solkraft og hvordan denne produksjonen kan integreres i det norske kraftsystemet på en god måte. Vi gir en overordnet vurdering av nettkapasitet til solkraft i ulike geografiske områder og beskriver hvordan solkraft spiller sammen med kraftforbruk og annen kraftproduksjon.

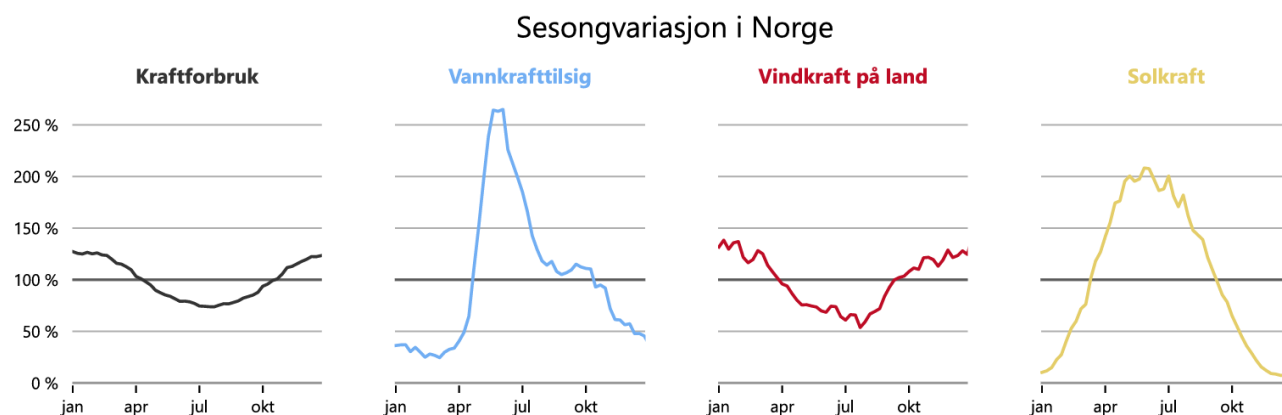
I kapittel 4 går vi nærmere inn på hva som må til for å sikre en velfungerende systemdrift i et system med mye solkraft. Flere av disse tiltakene er også avgjørende for Statnetts vurderinger om en tilknytning er driftsmessig forsvarlig.

3.1 Solkraft kan gi viktig bidrag til energibalansen

Omstillingen til nullutslipp og etablering av ny grønn industri vil føre til stor vekst i forbruket i Norge. De nærmeste årene forventer vi at forbruket i Norge vokser raskere enn produksjonen. Norge har i dag et kraftoverskudd på i overkant av 18 TWh i et normalår, men høy forbruksvekst uten ny produksjon vil gi svakere effekt- og energibalanse. Solkraft kan bygges relativt raskt, og kan gi et viktig bidrag til energibalansen.

3.2 Solkraft har en sterk sesongvariasjon med høy produksjon om sommeren og lav produksjon om vinteren

Solkraftproduksjonen varierer mye, avhengig av vær, sesong og tid på døgnet og vær. Produksjonen er høyest i sommerhalvåret, på dagtid når sola skinner. Solkraft bidrar lite ved topplastimene på vinteren.



Figur 3: Sesongvariasjon for kraftforbruk, vannkrafttilsig, vindkraft på land og solkraft i Norge. Figuren er hentet fra [NVEs notat "NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon," 2024](#)

Solkraft har vesentlig lavere brukstid enn vindkraft og vannkraft, det vil si lavere energiproduksjon per installert effekt. Tilknytning av sol kan derfor gi store effektvariasjoner og kreve mye nettkapasitet. Dette kan kompenseres ved å kombinere solkraft med lagring, fleksibelt forbruk og/eller annen produksjon (se kapittel 3.4). Det er også aktuelt å begrense størrelse på omformer eller strupe produksjonen når denne overstiger kapasiteten i nettet.

3.3 Mye uregulerbar kraft kan gi perioder med produksjonsoverskudd

På sommeren er forbruket generelt lavere enn på vinteren. Kapasiteten i nettet er ofte også noe lavere på grunn av høy temperatur og utkoblinger av anlegg for arbeid. Samtidig er produksjonen fra elvekraftverk/vannkraftverk med lav reguleringsgrad høy i perioden med mye tilsig, spesielt ved snøsmeltingen i april/mai, og også gjennom sommeren og i nedbørsrike perioder om høsten.

Store mengder solkraft medfører økt sannsynlighet for perioder med overproduksjon. Selv om det norske systemet er fleksibelt, vil det oppstå situasjoner der produksjonen i enkelte områder overstiger forbruk og eksportkapasitet. Dette gjelder særlig områder på Østlandet med mye elvekraft. Det finnes også transmisjonsnettstasjoner i andre områder som allerede har mye uregulerbar produksjon (elvekraft/småkraft) og begrenset kapasitet til å tilknytte mer produksjon i dagens nett (se kapittel 0).

Lavere priser på sommeren reduserer oppnådd pris for solkraft og uregulert vannkraft i Norge

Mer fornybar og stadig flere timer med nullpris på kontinentet og i UK reduserer kraftprisene i Sør-Norge i økende grad i årene fremover. Samtidig varierer det mye mellom værår i hvilken grad dette skjer. Generelt er nedgangen størst på sommeren og i år med mye tilsig.

Den store reduksjonen på sommeren skyldes for det første at det er da det er flest timer med lave priser i våre naboland. Med lavere priser i utlandet må vannkraftprodusentene enda lengre ned i pris for å få solgt overskuddet. I tillegg blir det flere timer der uregulert norsk produksjon og billig import dekker hele det norske forbruket på sommeren. Når dette skjer, blir det priser nær null også i Norge.

Når kraftprisen varierer mye, vil regulerbar kraftproduksjon som eksempelvis vannkraft med magasin oppnå en høyere kraftpris enn snittprisen. Variabel produksjon fra vind, sol og elvekraft, som ikke har mulighet til å flytte produksjonen fra en time til en annen, vil oppnå en pris som typisk ligger lavere enn snittprisen. Elvekraft og vindkraft produserer imidlertid også på andre tider av døgnet vil derfor i snitt oppnå en høyere kraftpris enn solkraft for sin produksjon.

Prisene i Europa er avgjørende for norske priser, og oppnådd kraftpris for de ulike teknologiene varierer mye i de ulike scenarioene for markedsutviklingen i Europa (Basis, Høypris og Lavpris). Oppnådd kraftpris for regulert vannkraft i NO2 varierer fra ca. 50 til 100 €/MWh i 2029 våre scenario Lavpris og Høypris. Tilsvarende utfallsrom for solkraft er fra i underkant av 20 €/MWh til i overkant av 40 €/MWh.

Kilde: Statnett KMA2024

3.4 Solkraft nær eller i kombinasjon med forbruk og lagring gir bedre systemutnyttelse

Frem til i dag har omtrent halvparten av solkraftproduksjonen i Norge blitt matet inn på nettet, mens resten forbrukes lokalt. Dette skyldes at størsteparten av solkraftproduksjonen som er installert i dag er bygningsmontert med høyt egenforbruk. Slike anlegg, gjerne i kombinasjon med batteri, har flere fordeler:

- Gir mindre belastning på nettet
- Gir mindre effektvariasjoner, særlig i kombinasjon med fleksibelt forbruk og batterier
- Øker muligheten til å yte systemtjenester
- Gjøre det mulig å tilknytte mer solkraftproduksjon

Fra et kraftsystemperspektiv er det gunstig å etablere solkraft i områder der lokalt forbruk kan absorbere solkraftproduksjonen. Ved å etablere solkraft sammen med forbruk og/eller lager som for eksempel batteri kan nettkapasiteten utnyttes bedre.

Dagens regelverk for egenforbruk er tilpasset mindre aktører, blant annet gjennom plusskundeordningen. RMEs foreslåtte ordning for deling for næringskunder kan gi incentiver til å bygge flere og større solkraftanlegg på yrkesbygg.

(2a) Tiltak: Regelverk og incentiver må videreutvikles slik at kombinasjon av forbruk, produksjon og lagring blir mulig og attraktivt, også for større kunder

- Statnett anbefaler at myndighetene vurderer støtte til batterier i tilknytning til solkraft
- Statnett anbefaler at RME gjør en gjennomgang av regelverk og føringer for produksjon i kombinasjon med batteri/ lagring for å fjerne barrierer

(2b) Tiltak: Statnett vil gjøre tilknytningsprosessen enklere for kombinasjon av forbruk, produksjon og lagring.

- Vi vil klargjøre hvordan vi effektivt håndterer kombinasjonssaker i våre driftsmessig-forsvarlig vurderinger. Dette arbeidet pågår.
- Vi endrer kravet til når lokale nettselskap må få en driftsmessig forsvarlig vurdering hos Statnett fra å gjelde bruttoproduksjon til å gjelde nettoproduksjon under 5 MW⁶.

3.5 Transmisjonsnettet kan håndtere store mengder solkraft, men det finnes begrensninger

Transmisjonsnettet kan håndtere store mengder solkraft, men det finnes begrensninger i enkelte stasjoner og områder. Dette gjelder særlig:

- Stasjoner hvor det allerede er mye uregulerbar produksjon
- 300 kV ledninger med lav kapasitet.

Spesielt på deler av Østlandet kan kombinasjonen av mye solkraft og annen uregulerbar kraft (primær elvekraft) i perioder gi høyere transportbehov enn det er kapasitet til i nettet. Perioder med innestengt produksjon gir også lavere inntjening for solkraftaktørene.

Statnett er i gang med omfattende oppgraderinger av transmisjonsnettet.

Investeringene er hovedsakelig drevet av forbruksvekst og fornyelsesbehov. Vi bygger et målnett på 420 kV med høy kapasitet som legger til rette for elektrifisering, industrivekst og tilhørende produksjonsvekst. Våre [områdeplaner](#) beskriver behov og tiltak over hele landet. Disse ligger til grunn for Statnetts vurderinger.

De nærmeste årene forventer vi at forbruket i Norge vokser raskere enn produksjonen. Det er behov for mer kraftproduksjon, og solkraft vil gi et viktig bidrag.

(1a) Tiltak: Statnett vil forsterke innsatsen for å svare ut flere tilknytningssaker som gjelder ny kraftproduksjon.

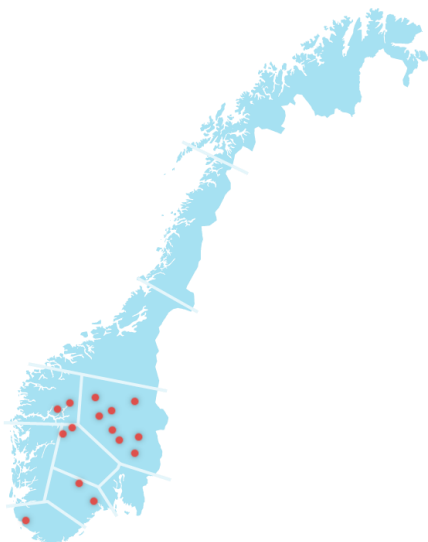
(1b) Tiltak: Statnett vil legge økt vekt på å beskrive muligheter for, og tilrettelegge for, ny kraftproduksjon i pågående oppdatering av områdeplanene.

Det er behov for bedre koordinering mellom NVEs konsesjonsprosess og tilknytningsprosessen for å sikre at de mest samfunnsøkonomisk rasjonelle prosjektene får konsesjon. Statnett og NVE er i dialog om dette.

⁶ Dette gjelder ikke for stasjonene hvor grensen i dag er 1 MW.

3.5.1 De fleste av Statnetts transformatorstasjoner har kapasitet til å tilknytte produksjon under 5 MW.

Tilknytning av produksjonsanlegg under 5 MW håndteres hovedsakelig av lokalt nettselskap. Det vil si at tilknytningen ikke behøver å avklares med Statnett. Dette gjelder mange solkraftanlegg. Men i enkelte transmisjonsnettstasjoner og områder er strømmettet så høyt utnyttet at det ikke er driftsmessig forsvarlig at kraftverk under 5 MW knyttes til før transmisjonsnettet er oppgradert. Derfor er grensen for disse stasjonene 1 MW frem til tiltak er på plass. Mange av disse stasjonene er i Innlandet.



Figur 4: Stasjoner hvor alle produksjonssaker over 1 MW må avklares med Statnett per. november 2024.

3.5.2 Begrensninger i underliggende nett er ikke vurdert som en del av oppdraget

Mange solkraftanlegg vil være så små at de blir tilknyttet i distribusjonsnettet. De minste, slik som på tak til vanlige boliger, er tilknyttet helt nede i lavspentnettet. Distribusjonsnettet er de fleste steder bygget for å forsyne forbruk. Det vil si at den største belastningen vanligvis er vinterstid når det er kaldt og at kraften flyter én bestemt vei, ut mot forbrukerne. Tilknytning av solkraft kan endre på disse forholdene og utløse behov for tiltak for å holde belastning og spenning innenfor sine grenser. Dette er forhold som må håndteres av de lokale nettselskapene.

3.6 Kapasitet til solkraft i ulike geografiske områder

Statnett har gjort en overordnet vurdering av kapasitet for tilknytning av solkraft i ulike geografiske områder. Hovedkonklusjoner er oppsummert i tabellen under.

Område	Hendelser fra solkraftaktører og kapasitet i transmisjonsnett
Innlandet	Svært mange henvendelser (>2000 MW). Begrenset kapasitet i transmisjonsnett. All ledig kapasitet til ny produksjon er reservert/ i ferd med å reserveres
Resten av Østlandet	Svært mange henvendelser (>2000 MW). Kapasitet i de fleste stasjoner. Statnett arbeider med å avklare evt. begrensinger på ledning/områdenivå.
Sør-Rogaland og Agder	En del henvendelser (>500 MW). Generelt god kapasitet i transmisjonsnett, men begrenset kapasitet i enkelte stasjoner
Midt	Få henvendelser (< 100 MW). God kapasitet
Vestlandet <i>Bergensområdet og Haugalandet. Sogn til Sunnmøre</i>	Få henvendelser (< 100 MW) Kapasitet i de fleste stasjoner
Nord-Norge <i>Helgeland og Salten. Nord</i>	Ingen henvendelser

Kapasitet til solkraft i transmisjonsnett i ulike geografiske områder er nærmere beskrevet i kapittel 3.6.1-3.6.7. Vi har benyttet samme inndeling som i Statnetts [områdeplaner](#). Disse utarbeides av Statnett i samarbeid med regionale nettselskap.

I områder med mange henvendelser fra solkraftaktører eller andre som ønsker tilknytning, har vi gjort grundigere vurderinger enn i områder med få henvendelser. For anlegg over 5 MW gjøres det uansett en vurdering av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig. En slik vurdering vil avdekke eventuelle begrensinger.

3.6.1 Oslo, Akershus, Østfold. Innlandet

Østlandet er et område med stort kraftunderskudd med mye alminnelig forbruk og lite produksjon. Det er høy forbruksvekst i området, særlig i og rundt Stor-Oslo. Ny produksjon, eksempelvis sol- eller vindkraft nær forbrukspunktene, vil være positivt for energibalansen, men vil ikke nødvendigvis gi muligheter for tilknytning av nytt stort forbruk (fordi utfordringer her er å ha tilstrekkelig produksjon og nettkapasitet til å dekke topplast om vinteren).

Dagens produksjon består i hovedsak av uregulerbar elvekraft og avhenger mye av vannføringen i de større vassdragene som Glomma. I tillegg er det noe vindkraft i Innlandet og Østfold.

Innlandet: Begrensninger, både i transformeringskapasitet og kapasitet på ledninger

I Innlandet har Statnett henvendelser om et mye større volum solkraft enn det er driftsmessig forsvarlig å knytte til før kapasiteten i ledningsnett fra Lillehammer til Oslo og stasjonene i Mjøs-området er økt. Fornyelse og oppgradering av ledningsnett i Innlandet er viktig for å kunne knytte til både ny produksjon og nytt forbruk lokalt.

Om våren og om sommeren er det i perioder begrenset plass til økt innmating da produksjonen i elvekraftverkene er stor, forbruket er lavt og ledningsnett kan ha lavere kapasitet på grunn av høye omgivelsestemperaturer og vedlikeholdsarbeid. Dette gjelder spesielt på strekningen mellom Lillehammer og Oslo før de eldste og svakeste ledningene blir fornyet med økt kapasitet.

I Innlandet er det også mange stasjoner med begrenset kapasitet til å mate inn mer produksjon (ref. unntak for 5 MW-grensen). Det er også begrensninger i regionalnettet i dette området. Sammen med Elvia har Statnett anslått at det er kapasitet til omtrent 200 MW produksjon fra nye solkraftverk i dagens nett og med igangsatte nettforsterkningstiltak. Dette volumet er allerede reservert eller i ferd med å reserveres. Deler av volumet tilknyttes på vilkår.

Oslo, Akershus og Østfold: Kapasitet i mange stasjoner.

I Oslo, Akershus og Østfold er det kapasitet til solkraft i de fleste av Statnetts stasjoner. Unntak er stasjonene Frogner og Follo hvor det er begrensninger ved ombygging av nettet inn mot Oslo. Det er gunstig med økt produksjon, og Statnett har mange henvendelser fra solkraftaktører.

Statnett vurderer kapasiteten i ledningsnettet til økt innmating av produksjon på Østlandet. Det er behov for å vurdere et større område samlet for å avdekke eventuelle begrensninger, vurdere hva som er driftsmessig forsvarlig å knytte til og svare ut kundehenvendelser.

3.6.2 Vestfold og Telemark

Området har høyt forbruk og høy forbruksvekst, og det er gunstig med økt produksjon her. Generelt er det god kapasitet i transmisjonsnettet til innmating av mer produksjon. Det er best kapasitet i Vestfold og Grenland. Det er også her det er høyest forbruksvekst.

I Telemark er det mye eldre 300 kV-nett hvor planlagte oppgraderinger ligger noe ut i tid. Enkelte stasjoner har også allerede høy innmating av produksjon.

Tilknytning av mer produksjon i Vestfold og Telemark vurderes sammen med økt produksjon og forbruk på resten av Østlandet.

3.6.3 Hallingdal og Ringerike

Området har mye vannkraftproduksjon og overskudd i nordvest, men overskuddet minker jo lenger øst vi kommer. Det er noe planer om økt vannkraftproduksjon i Hallingdal og Golsområdet. Forbruket er i all hovedsak alminnelig forsyning med noe industriforbruk i enkelte områder. På Ringerike er det tildelt kapasitet til betydelig økt forbruk og det er etterspørsel etter ytterligere kapasitet.

Vi regner med at det er kapasitet til solkraft i stasjonene i øst der forbruket dominerer og er i vekst. Siden produksjonen i vest i hovedsak kommer fra magasinkraftverk, regner vi med at det er noe kapasitet til solkraft i sommerhalvåret også her. Hvor mye er usikkert da deler av ledningsnettet er eldre 300 kV ledninger med forholdsvis lav kapasitet og det er behov for endringer i stasjonsstruktur og transformering til underliggende nett.

Tilknytning av mer produksjon i Hallingdal og Ringerike må vurderes sammen med økt produksjon og forbruk på resten av Østlandet.

3.6.4 Sør-Rogaland og Agder

Sør-Rogaland og Agder har et sterkt og masket nett, mye regulerbar kraftproduksjon og stor handelskapasitet med utlandet. Det er høy forbruksvekst, særlig langs kysten. Det er gunstig med økt produksjon i dette området, og det er planer om havvind, landvind, vannkraft og solkraft. Det største prosjektet er tilknytning av 1400 MW havvind (Ventyr) til Kvinesdal.

Generelt er det god kapasitet til solkraft i transmisjonsnettet, men enkelte steder er transformeringskapasiteten mellom transmisjonsnettet og regionalnettet allerede høyt belastet i perioder lavt forbruk og stor kraftproduksjon. Ny solkraft i disse områdene, uten tilsvarende forbruksvekst kan medføre behov for økt transformeringskapasitet eller avlastende tiltak i regionalnettet. Statnett har mottatt tilknytningsforespørsler på over 500 MW solkraft i dette området. Driftsmessig forvarligvurdering for disse sakene pågår.

3.6.5 Bergensområdet og Haugalandet. Sogn til Sunnmøre

I Bergensområdet og Haugalandet er det høyt forbruk og stor forbruksvekst, særlig langs kysten. Det er gunstig med økt produksjon i disse områdene, særlig i nærheten av forbruk. De fleste Statnetts stasjoner har kapasitet til å tilknytte ny produksjon.

I Sogn til Sunnmøre er det mye uregulert produksjon under enkelte stasjoner og produksjonsoverskudd ved høy vannkraftproduksjon. Med unntak av disse, er det generelt god kapasitet til solkraft i Statnetts stasjoner.

Vi har få henvendelser fra solkraftaktører på Vestlandet. Statnett har pekt på flere gunstige tilknytningspunkter for havvind langs vestlandskysten: Haugalandet, Bergensområdet og nord i Sogn og Fjordane.

3.6.6 Midt

Det er høy forbruksvekst i Midt-Norge, og energi- og effektbalansen (NO3) er allerede negativ. Det er gunstig med økt produksjon, særlig i nærheten av forbruk. De fleste av Statnetts stasjoner i Midt har kapasitet til å tilknytte ny solkraft.

Vi har få henvendelser fra solkraftaktører i dette området

3.6.7 Helgeland og Salten, Nord

I Nord-Norge (NO4) forventes noe lavere kraftpriser, og solpotensialet er dårligere enn lenger sør. Vi har få / ingen henvendelser fra solkraftaktører som ønsker tilknytting i NO4. Det er behov for mer produksjon i området, men vi har forutsatt at denne vil komme i form av vindkraft og noe vannkraft.

4 anbefalte tiltak for å sikre en fortsatt velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft

Som systemansvarlig må Statnett sikre at vi er i stand til å drifte systemet på en sikker og effektiv måte med økt andel væravhengig og omformertilknyttet kraft. Økt mengde solkraft vil gi større og raskere endringer i kraftflyt og balanse. Dette stiller høyere krav til flaskehalshåndteringen og balanseringen av kraftsystemet. Statnett har i lengre tid arbeidet med å automatisere prosessene i systemdriften. Det er planlagt å sette i drift automatisk balansering i Q1 2025. Økt mengde solkraft forsterker behovet for å utvikle disse prosessene og systemene videre. Følgende forutsetninger er avgjørende for en velfungerende systemdrift:

- Systemansvarlig kan pålegge solkraft systemkritiske vedtak på lik linje med annen produksjon
- Solkraft har relevant funksjonalitet, blant annet for spenning- og frekvensregulering
- Solkraft over en viss størrelse kan fjernstyres
- Systemansvarlig har sanntidsmålinger og gode prognoser på solkraftproduksjon
- Intradagmarkedet benyttes av aktørene gjennom døgnet for å minimere ubalanser
- Solkraft deltar i balansemarkedene/reservemarkedene med bud tilpasset en automatisert prosess
- Solkraftproduksjonen meldes inn nøyaktig i markedet, og reagerer på prissignaler ved å stanse produksjonen ved negative priser
- Det er enkelt og attraktivt for solkraft å reagere på kraftpris og delta i energi- og reservemarkeder

Det vil bli nødvendig med tiltak på alle nettnivåer i kraftsystemet fra de minste anleggene i lavspenningsnett, til de største som blir tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Under beskriver vi tiltak vi mener er nødvendige, og hvem som er ansvarlig for å gjøre tiltaket.

4.1 Kraftsystemet må fungere uavhengig av hvilke kraftverk som produserer

For at kraftsystemet skal virke sikkert og stabilt, er det avhengig av tekniske egenskaper som vann- og kjernekraftverkene med synkrongeneratorer har. Disse egenskapene bidrar blant annet til å stabilisere frekvensen og til å gjøre nettet elektrisk sett stivt nok til å fungere slik det skal.

Ny fornybar kraftproduksjon har andre tekniske egenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene. En viktig forskjell er at sol- og vindkraft blir knyttet til nettet via omformere (kraftelektronikk).

Når sol- og vindkraft erstatter produksjon fra vann- og kjernekraft, endrer det de tekniske egenskapene til kraftsystemet. Vi må sørge for at kraftsystemet teknisk sett fungerer slik det skal, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.

8 TWh produksjon fra solkraft kan tilsvare opp mot 9 000 MW ny effekt. Dette er i størrelsesorden lik det totale norske forbruket i timer med lavest forbruk. I sommerperioden vil vi ha situasjoner med høy solkraftproduksjon også i våre naboland og store vannkraftverk vil da stoppe. Selv om noe vann- og kjernekraft produserer vil det da være nødvendig at solkraften i størst mulig grad har samme funksjonalitet som dagens vannkraftproduksjon.

Denne problemstillingen er relevant også ved lav eller moderat solkraftutbygging. For å håndtere dette vurderer vi tiltak innenfor tre hovedkategorier:

- Markedsbaserte tiltak. Det nye markedet for FFR (Fast Frequency Reserves) er et eksempel. I andre land finnes også tilsvarende markedsløsninger for både inertia og kortslutningsstrøm.
- Funksjonskrav til kraftverk. For eksempel krav som gjør at omformertilknyttede kraftverk får noen egenskaper som likner synkrongeneratorer. For solkraftverk kan det bety at de må ha batteri.
- Tiltak i nettet. For eksempel installasjon av synkronkompensatorer eller bygging av ledninger som stiver opp nettet.

(3)Tiltak: Statnett jobber med kartlegging av behov og hva som er hensiktsmessige kombinasjoner av tiltak. Vi samarbeider også med de andre nordiske TSO-ene om strategier og tiltak som skal sikre

fortsatt stabil drift av hele det nordiske kraftsystemet når mengden sol- og vindkraft øker. De første resultatene er ventet i løpet av 2025.

Behov og mulige tiltak er nærmere beskrevet i Statnetts [temarapport om stabilitet i et kraftsystem i endring](#) og [Nordic Grid Development Perspective](#).

4.2 All solkraft må ha riktig funksjonalitet – også mindre anlegg

Statnett som systemansvarlig stiller krav til funksjonaliteten til kraftverk gjennom behandling av Forskrift om Systemansvaret i kraftsystemet § 14. Gjennom enkeltvedtak stiller vi krav til solkraft i transmisjons- og regionalnettet, og til solkraft i distribusjonsnett ned til 5 MW når det enkelte anlegg er vesentlig for driften av kraftsystemet.

Systemansvarlig påpeker at grensen på 5 MW er en veiledende størrelse etter gjeldende praksis. På grunn av muligheten for svært store mengder solkraft i kraftsystemet fram mot 2030, ser systemansvarlig et behov for å involveres tettere på områdekonsesjonærers vurderinger rundt betydning av planlagte solkraftverk i distribusjonsnettet. Som et utgangspunkt kan anlegg kravstilles ned til 1,5 MW gjennom Nasjonal Veileder for Funksjonskrav i kraftsystemet (NVF). Denne veilederen, utarbeidet av Statnett, ligger til grunn for alle vedtak for tiltak som vurderes som søknadspliktige.

Mye av solkraften vil komme som små anlegg mindre enn 5 MW i distribusjonsnettet. I sum blir funksjonaliteten til disse anleggene vesentlig for kraftsystemets egenskaper. Det er ikke rasjonelt at funksjonaliteten til alle små anlegg må avklares gjennom enkeltvedtak av systemansvarlig, men det krever en trygghet om at sentrale funksjoner ivaretas i alle ledd uavhengig av spenningsnivå og anleggets størrelse. Derfor er det behov for en nasjonal forskrift som stiller standardiserte krav til anlegg under 5 MW.

(4)Tiltak: Det er behov for nasjonale regler om funksjonalitet for anlegg <5 MW. Statnett anbefaler derfor at myndigheter vurderer behov for regler for solkraft av lavere ytelser, i samråd med nettselskaper og aktører. Vi anbefaler at dette gjennomføres så snart som mulig.

4.3 All produksjon over en viss størrelse og viktige anlegg må kunne fjernstyres

Alle vannkraftverk i Norge over en viss størrelse er pålagt å være tilknyttet en døgnbemannet driftssentral.

Systemansvarlig har i vanskelige driftssituasjoner behov for å kunne pålegge produsenter endringer i produksjon. Statnett mener at krav om fjernstyring må være knyttet til størrelse og ikke være avhengig av produksjonstype.

(5)Tiltak: All produksjon over en viss størrelse, eller som har vesentlig betydning, må kunne fjernstyres. Krav om dette bør gjelde både enkeltstående markedsaktører (for anlegg med ytelse over størrelsesorden 5 eller 10 MW) og for aggregatorer.

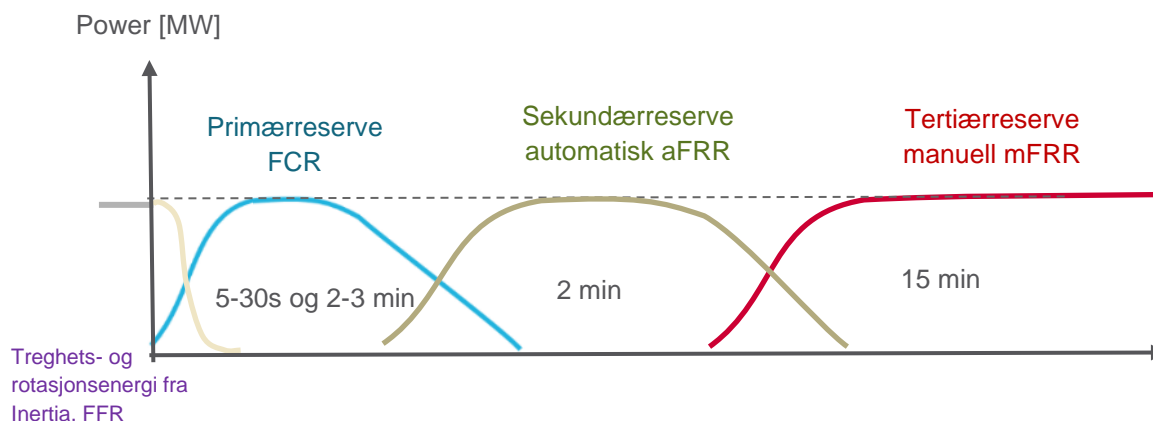
- Regelendring som understøtter dette har vært på høring. Det er pågående arbeid og høring av RME/ED for å endre fos⁷ slik at systemansvarlig kan kreve at solkraftverk skal kunne motta og svare på målinger og meldinger. Når denne hjemmelen er på plass, vil systemansvarlig følge opp ved neste oppdatering av retningslinjer (oppdateres hvert halvår). Retningslinjene sendes på høring i bransjen og godkjennes av RME.

⁷ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

4.4 Det må være attraktivt for solkraft å reagere på markedspriser og delta i reservemarkeder

Statnett er avhengig av å ha tilstrekkelig reguleringsressurser for balansering og flaskehalshåndtering i systemdriften, og derfor også at solkraftaktørene bidrar i våre reservemarkeder.

Solkraft må delta i den automatiske balanseringen, enten gjennom deltagelse i reservemarkedene eller ved å følge vedtak fra systemansvarlig i spesielle situasjoner. Statnett jobber kontinuerlig for å videreutvikle markedsløsningene slik at de er tilpasset kraftsystemets behov samtidig som de er tilpasset aktørene. Statnett jobber også for å redusere barrierer for å kunne delta i markedsløsningene.



Figur 5: Tidslinje for aktivering av effektrespons fra reserver

Solkraft kan levere nedregulering i reservemarkedene. Solkraft kan også levere oppregulering i reservemarkedene hvis de har energilagring (batterier) eller hvis de på forhånd har holdt tilbake effekt. Det viktigste på kort sikt er at solkraft over minimumskrav med hensyn til størrelse deltar med nedregulering i mFRR-aktiveringen.

Systemansvarlig må i samarbeid med aktører utrede nærmere hvilke ytelser, varigheter og egenskaper for energilagring (batterier) som kan være hensiktsmessig for at omformertilknyttet produksjon i større grad skal kunne bidra med oppregulering i FFR, FCR og aFRR markedene. Med bakgrunn i denne utredningen bør energimyndighetene vurdere aktuelle tilskuddsordninger for å stimulere solkraftaktører til å investere i energilagring (batterier), slik at de kan delta med oppregulering i FFR, FCR-N, FCR-D, aFRR, og mFRR reservemarkedene, samt evt. bidra med nettfremmende egenskaper i løpet av en større del av døgnet.

(6a) Tiltak: Statnett vil fortsette å videreutvikle reservemarkedene og tilpasse markedsvilkår til ny type produksjon slik at den kan delta i automatisk balansering. Markedene må tilrettelegges for deltakelse fra anlegg som har energilagring f.eks. batterier. Dette arbeidet pågår.

Dersom det fremover kommer store mengder sol uten at disse blir deltagere i reservemarkedene, alene eller gjennom en aggregator, kan det bli behov for å vurdere krav om å legge inn bud i markedsløsningene. Hvis det fra dag til dag ikke er mulig å sikre nok ressurser i mFRR-kapasitetsmarkedet, og det ikke er tilstrekkelig med frivillige bud til å dekke krav til reserver i mFRR-aktiveringsmarkedet, vil konsekvensen i dag bli at systemansvarlig må fatte systemkritiske vedtak i henhold til fos. Dette omfatter pålegg om å melde inn bud i mFRR-aktiveringsmarkedet eller pålegg om å aktivere reguleringer uten at det foreligger bud i markedet.

Det bør være incentiv til å delta i markedsløsningene, og det kan bli nødvendig med en hjemmel til å kunne kreve mFRR-aktiveringsbud fra tilgjengelige reguleringsressurser etter klarering i energimarkedene.

(6b) Tiltak: Myndighetene må sørge for at systemansvarlig har nødvendige hjemler til å kreve deltakelse i reservemarkeder.

- Energimyndighetene bør se på om lovgivningen kan justeres for å gi systemansvarlig hjemmel til å kreve deltakelse i aktiveringsmarkedet for mFRR for all tilgjengelig regulerytelse etter at energimarkedene er klarert, også før man er kommet i en vanskelig driftsituasjon.

4.5 Det er behov for prisavhengige bud i energimarkedet

Store mengder solkraft medfører økt sannsynlighet for perioder med overproduksjon. Selv om det norske systemet er fleksibelt, vil det oppstå situasjoner der produksjonen i enkelte områder overstiger forbruk og eksportkapasitet.

Ikke-regulerbar produksjon eller produksjon med lite fleksibel reguleringsevne (elvekraft, solkraft og vindkraft) melder ofte inn prisuavhengige eller negative bud i energimarkedene. Man har i 2023 sett en kraftig økning i forekomsten av negative priser i Norges naboland og også i Norge. Årsakene kan være kostnader til start-stopp- og nedregulering, krav til minstevannføring og reserveforpliktelser, men knyttes ofte til ulike former for kontrakter eller støtte som er uavhengig av markedspris (f.eks. elsertifikater og opprinnelsesgarantier). Den kraftige økningen i vind- og særlig solkraft er den drivende faktoren.

(7) Tiltak: Energimyndighetene bør sørge for at aktørene har incentiver til å gi prisavhengige bud for hele eller deler av aktuell energileveranse.

4.6 Systemansvarlig har behov for prognoser og sanntidsmålinger av solkraftproduksjon

For balanseringen av systemet er det viktig at både aktørene selv og Statnett har gode prognoser. Statnett har behov for prognoser og sanntidsmålinger av solkraftproduksjon, inkludert hva som ligger i planene for mindre anlegg (<5 MW). Sanntidsmålinger på hva som produseres innebærer at solkraften må måles separat, og ikke som nettomåling der forbruk inngår.

For de minste anleggene som ikke har omsetningskonsesjon vil det ofte kun være tilgang til nettomålinger, og produksjon kan estimeres ved bruk av værdata.

(8a) Tiltak: For de mindre anleggene (<5 MW) må aktørene levere sanntidsmålinger slik at systemansvarlig kan verifisere produksjonsplaner og justere prognoser. Følges opp fortløpende.

(8b) Tiltak: For de minste anleggene (<1 MW) i lavspent- og distribusjonsnettet må systemansvarlig utvikle prognoseverktøy basert på meteorologiske data. Statnett jobber med prognoser i forbindelse med automatisert balansering.

5 Kostnader ved økt innfasing av solkraft

Ny solkraft vil påvirke og øke Statnett systemdriftskostnader. Nødvendig volumer for aFRR og mFRR vil øke, hvor mye avhenger av flere forhold:

- Hvor distribuert solkraften blir plassert. Få store anlegg vil øke reservebehovet mer enn mange små enheter fordelt på et større område, f.eks. NO1.
- Hvor gode prognoser på produksjon balanseansvarlige og Statnett klarer å lage. Dette påvirker ubalansene i systemet og reservevolumet.
- I hvilken grad aktørene klarer å planlegge seg i balanse gjennom f.eks. handel i intradag

De totale systemdriftskostnadene påvirkes også av kostnadene knyttet til flaskehalshåndteringen, som igjen avhenger av hvor mye produksjon og forbruk som tilknyttes nettet. Videre påvirkes systemdriftskostanden av om kapasitetsutfordringer håndteres gjennom tilknytning på vilkår (kostnad for kunde) eller spesialregulering (kostnad for Statnett). Systemansvarlig vil ha kostnader forbundet med å utvikle prognoseverktøy for solkraft, men dette vil betale seg gjennom en bedre systemdrift.

5.1 Kostnader forbundet med innslag av mer omformerteknologi i kraftsystemet

Innfasing av vind- og solkraft, basert på tradisjonell omformerteknologi, reduserer tilgjengelig tregghets- og rotasjonsenergi i kraftsystemet. Vi kan kompensere for dette med ulike virkemidler som:

- å kjøre eksisterende synkroner anlegg på tomgang
- installere roterende fasekompensatorer
- stille krav til ny solkraft om nettfremmende egenskaper

Større kraftparker kan bidra med nettfremmende egenskaper (syntetisk tregghetsmoment) når dette kreves i fos § 14 vedtak. Vi forventer lave ekstrakostnader knyttet til krav om nettfremmende egenskaper. Men teknologien er ny og under utvikling, og det er derfor noe usikkerhet om hvor stort bidraget kan bli. Syntetisk tregghetsmoment forutsetter tilgang til primærenergi, og kravet kan indirekte bety at vi stiller krav om energilagring (batterier). Dette vil gi kostnader for aktørene.

Omformerbasert produksjon bidrar med kortslutningsytelse, men feilstrømbidraget blir mindre sammenliknet med fra synkronmaskiner. Dette kan igjen føre til økte kostnader for nettselskapene for å tilpasse vern- og kontrollsystemer slik at disse fortsatt vil ha evne til å kunne detektere og koble ut feil, for å ivareta sikker drift av kraftsystemet.

Noen eksisterende produksjonsanlegg kan kjøre på tomgang. Kjøringen på tomgang gir driftskostnader. For de andre kraftverkene som har muligheter for å levere dette kreves investeringer.

Statnett har noen roterende fasekompensatorer og kan investere i flere.

5.2 Kostnader for aktørene for å innfri krav fra systemansvarlig

Fjernstyring av solkraftanlegg er av vesentlig betydning for kraftsystemet. Dette vil forutsette kommunikasjonsløsning og tilknytning til driftssentral. Det vil være kostnader både for tilknytning til Statnetts sentraler og for systemer som gjør det mulig for aktørene å kunne motta målinger og meldinger, samt respondere på dem. Hvor store kostnadene blir vil vi komme tilbake til ved en eventuell utarbeidelse av retningslinjer.

De samfunnsmessige kostnader ved å ikke etablere hensiktsmessig fjernstyring av anlegg kan bli store. Gjennom reservemarkedene får systemansvarlig mulighet til å benytte de billigste reguleringsressursene for å håndtere ubalanser. Dersom en del av produksjonsapparatet står utenfor markedet, kan det føre til for lite tilgjengelige reserver som i sin tur fører til økte priser. Særlig vanskelige driftssituasjoner kan føre til bruk av tvangsmessig utkobling og i ytterste konsekvens føre til mørklegging av områder.

Vi anslår at det er begrensede kostnader for aktører ved å stille krav tilsvarende som i EU-forordningen (RfG) for nye anlegg av lavere ytelse ($P_n < 5$ MW). Produkter og anlegg har i all hovedsak slik iboende funksjonalitet, som følge av deltakelse i de europeiske markedene. Funksjonskrav til de mindre anleggene handler derfor mest om å ta iboende funksjonalitet i bruk, gjennom forskrift og/eller veileder for innstillinger av anlegg.

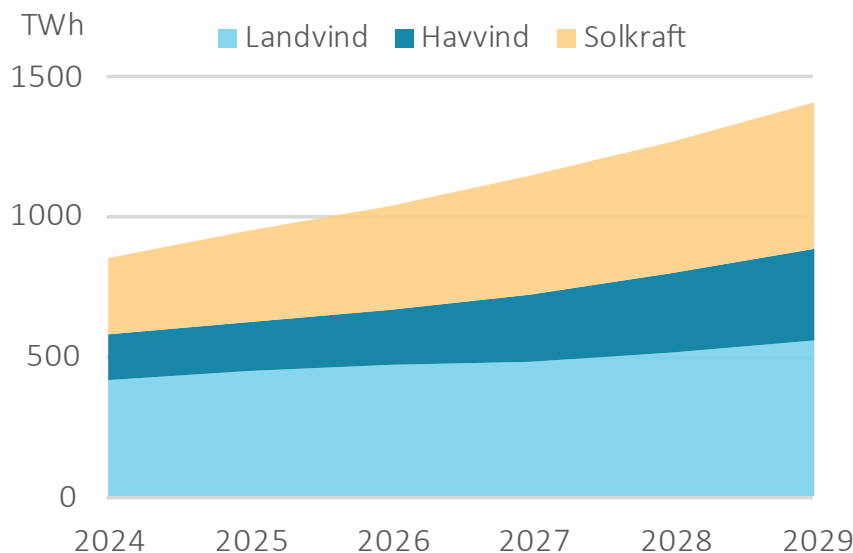
5.3 Kostnad for lagringsløsning spiller en betydelig rolle for kostnadsutviklingen

Batteriteknologi, ytelse og kostnad er under utvikling. Kostnadene til batterier har vist en fallende trend, og forventes fortsatt å bli rimeligere. I dag utgjør investering i energilagring i form av batterier betydelige investeringskostnader for aktørene. Samtidig vil eiere av batterianlegg kunne selge tjenester i både reservemarkedene og energimarkedene.

Eventuelle støtteordninger for å investere i energilagring/batterier sammen med produksjon kan tilrettelegge for en bedre innfasing av solkraft, og sett fra kraftsystemet er dette en mer gunstig subsidiering enn direktestøtte til solkraftanlegget.

6 Erfaring med solkraft i våre naboland

Energiomstillingen går fort i hele Europa, inkludert i Norden. Det er særlig høy fart i overgangen til utslippsfri kraftproduksjon og årlig utbygging av fornybar fortsetter å øke. Lave kostnader gjør at det bygges ut mest solkraft, men det er også en økende utbygging av land- og havvind. 2023 ble et rekordår med en samlet europeisk utbygging på rundt 85 GW sol- og vindkraft. I Statnetts basisprognose har vi en samlet økning på ca. 550 TWh (360 GW) ny sol- og vindkraft til 2029 (Figur 6). Med dette ligger EU an til å oppnå en fornybarandel på 66% i 2030 – som er noe under målet på 77%, men en betydelig økning på 44% fra 2023.



Figur 6 Utvikling i vind- og solkraftproduksjon i vårt modellerte område i 2024-2029 (Statnett KMA 2024)

Tabellen under oppsummerer erfaringer med solkraft i fra noen av våre naboland

I Sverige har skattefradrag bidratt til økt solkraftutbygging. Endringer skal gi flere batterier

Sverige har hatt en attraktiv støtteordning for mikroproduksjon, som i praksis utgjør solceller. Støtteordningen innebar en skattereduksjon som har gjort det lønnsomt for husholdninger å mate inn kraftproduksjon, nesten uavhengig av markedsprisen. Regjeringen foreslår nå å fase ut støtteordningen for å ikke bidra med insentiver til å produsere ved negative priser.

Samtidig er det nå mulig å søke om investeringsstøtte på 50% for batterier. Dette gir insentiver til å investere i batterier, også til eksisterende solcelleanlegg.

Svenska Kraftnät er i gang med å utarbeide en egen solkraftstrategi, da de ser en stor økning i henvendelser for større anlegg. Se mer om strategien [her](#).

Kilder: [Slopåd skattereduksjon väntas öka intresset för batterier | Montel News - Nordisk](#)

Danmark – Studie av kortvarige effektsvingninger (endring per minutt)

Energinet gjorde i 2023 en studie av ca. 1650 MW solkraft, fordelt på parker med kapasitet fra under 10 til nesten 300 MW for å analysere hyppigheten og utviklingen av større effektvariasjoner. Resultatene antyder at:

- Geografisk spredte større anlegg har en dempende effekt på samlet effektvariasjon.
- Den største parken i porteføljen er dimensjonerende for effektsvingningene
- Fra et effektsvingningsperspektiv er flere parker bedre enn færre større

Vind og solkraft i de nordiske reservemarkedene

Kravene for deltakelse i reservemarkedene er ikke harmonisert på tvers av de nordiske landene. Særlig stilles det ulike krav til prognoser og til validering av leveranse av reserver for solkraft og vindkraft, hvor Energinet, SvK og til dels Fingrid stiller strengere krav enn det som er gjort hittil i Norge.

De nordiske TSOene har gått sammen for å lage en rapport som forklarer barrierer og muligheter i reservemarkedene for solkraft og vindkraft i [Nordic wind and solar publication](#)

Mange små anlegg kan i sum gi store påvirkninger på systemet

Det tyske "[50,2 Hz-problemet](#)" er et eksempel på hvordan identiske innstillinger på svært mange småskala anlegg gjorde at alle koblet seg ut når frekvensen nådde 50,2 Hz. Egenskaper som var fornuftige for det enkelte PV-anlegg fikk konsekvenser som lå utenfor dimensjoneringen av det europeiske kraftsystemet.

Styringssystemer kan være sårbare for hacking

I dag er som regel solceller koplet til internett for styring av anleggene. Erfaring fra andre land viser at dette kan føre til en ny sårbarhet dersom ikke cyber-sikkerheten er høy nok. En [studie](#) fra mai 2023 viser at nederlandske solpanel er sårbare for hacking.

I EU benyttes standardiserte krav til mindre generatorer

I Europa stilles krav til funksjonalitet for solkraft på alle nettnivåer. Dette er hjemlet i EU nettkode 2016/631; RfG – Requirement for Generators, der TSO angir parametervalg. Kravstillingen er avhengig av størrelse, angitt som type A, B, C og D. Grensene varierer noe mellom ulike synkronområder i Europa. Tabellen under viser P_{maks} grenser for Norden

Type	Grenser
A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{maks} < 1,5 \text{ MW}$
B	$1,5 \text{ MW} \leq P_{maks} < 10 \text{ MW}$
C	$10 \text{ MW} \leq P_{maks} < 30 \text{ MW}$
D	$P_{maks} \geq 30 \text{ MW}$ eller tilknyttet nett med nominell spenning $U_n \geq 110 \text{ kV}$

7 Vedlegg

Vedlegg 1. Kapasitet i nettet til solkraft

Tabellen under viser generelle vurderinger per område.

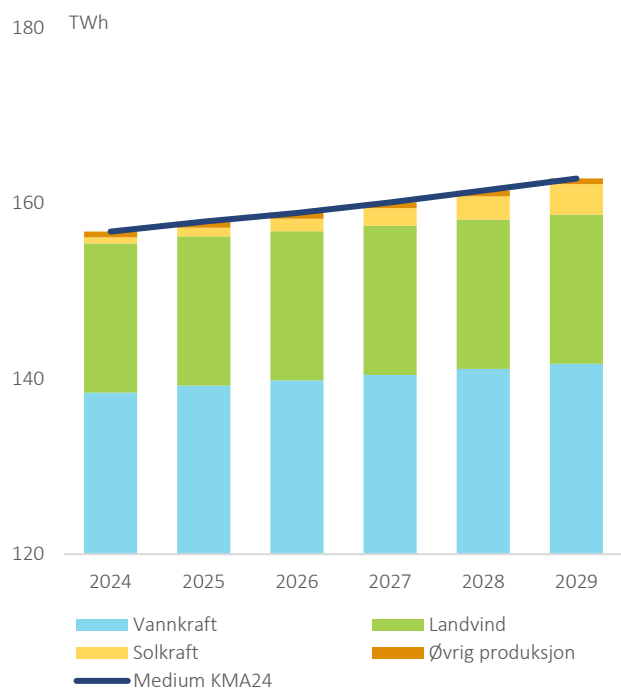
Forespurt kapasitet, solkraft er aktive saker per 1.11.2024 (avrundede tall). Dette inkluderer alle henvendelser som Statnett har mottatt om solkraft, uavhengig av hvor langt hvert enkelt prosjekt har kommet i sitt prosjektforløp.

Områdeplan	Forespurt kapasitet, solkraft Aktive saker (MW)	Kapasitet i transmisjonsnettet, tilknytning av solkraft innen 2030	
		Ledningsnivå	Stasjonsnivå
Oslo, Akershus og Østfold	1540	Mulige begrensninger ledning /område *	Kapasitet i de fleste stasjoner. Begrensninger i Frogner og Follo ved ombygging av nettet inn mot Oslo
Innlandet	2580	Begrensninger ledning /område* Begrensninger mellom Lillehammer og Oslo (300 kV Fåberg-Oslo) ved høy elvekraftproduksjon og høy utetemperatur.	Begrenset kapasitet i mange stasjoner. Produksjon ned mot 1 MW må avklares med Statnett.
Telemark og Vestfold	700	Mulige begrensninger ledning /område* Best kapasitet i Vestfold / Grenland. Her er det også stor forbruksvekst.	Kapasitet i de fleste stasjoner. Best kapasitet i Vestfold / Grenland
Hallingdal og Ringerike	100	Mulige begrensninger ledning /område* Best kapasitet på Ringerike. Her er det også stor forbruksvekst.	Kapasitet i de fleste stasjoner Best kapasitet på Ringerike
Sør-Rogaland og Agder	530	Kapasitet i transmisjonsnettet	Kapasitet i de fleste stasjoner
Sogn til Sunnmøre	Ingen	Kapasitet i transmisjonsnettet	Kapasitet i de fleste stasjoner. Unntak : Indre Sogn
Bergensområdet og Haugalandet	20	Kapasitet i transmisjonsnettet	Kapasitet i de fleste stasjoner
Midt	70	Kapasitet i transmisjonsnettet	Kapasitet i de fleste stasjoner
Helgeland og Salten	Ingen	Ikke vurdert	Ikke vurdert
Nord	Ingen	Ikke vurdert	Ikke vurdert.

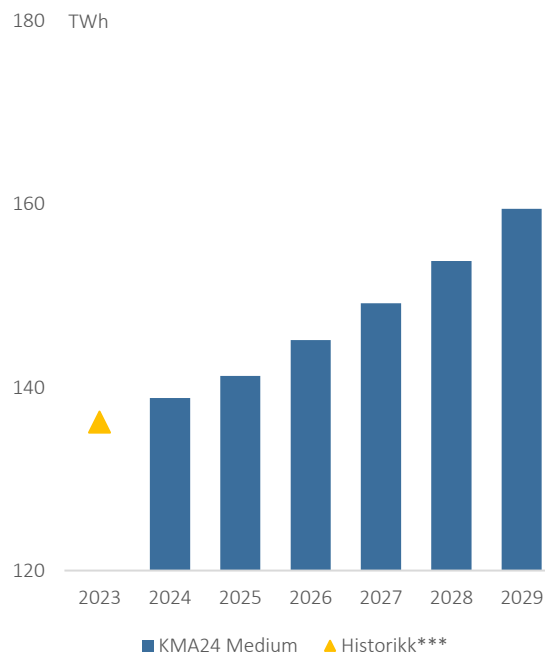
Sum solkraftsaker: 5540 MW

* Statnett jobber med å vurdere kapasitet i ledningsnettet til økt innmating av produksjon på Østlandet. Det er behov for å vurdere et større område samlet for å avdekke eventuelle begrensninger, vurdere hva som er driftsmessig forsvarlig å knytte til og svare ut kundeforholdene.

Vedlegg 2: Statnetts prognose for kraftproduksjon og kraftforbruk i Norge



Figur 7 Prognose for kraftproduksjon i Norge. Statnett KMA 2024



Figur 8 Prognose for kraftforbruk i Norge. Statnetts medium scenario legger til grunn et norsk kraftforbruk på 160 TWh i 2029. Statnett KMA 2024.

*** Historisk forbruk er temperaturkorrigert

Vedlegg 3: Oppdrag om å vurdere systemvirkninger og tiltak for å håndtere økende innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet - Oppdragstekst fra ED

Se neste side.



Statnett SF
Postboks 4904 Nydalen
0423 OSLO

Deres ref

Vår ref

Dato

24/1723-

20. juni 2024

Oppdrag om å vurdere systemvirkninger og tiltak for å håndtere økende innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet

I forbindelse med framleggelsen av revidert nasjonalbudsjett for 2024 (prop. 104 S (2023-2024)) la regjeringen fram en tiltaksplan for økt utbygging av solenergi og lokal energiproduksjon. Det framgår av tiltaksplanen at Energidepartementet vil gi Statnett i oppdrag å vurdere systemvirkninger og tiltak for å håndtere en økt innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet.

I Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 anslås utbyggingen av solkraft til 4 TWh i årlig produksjon i 2030. Til 2040 anslår NVE at solkraft vil kunne utgjøre 9 TWh. NVE understreker at det er stor usikkerhet om denne utviklingen, og at utbyggingen kan bli både høyere og lavere.

Som omtalt i Prop. 104 S (2023-2024), RNB 2024, vil regjeringen jobbe for økt innfasing av solenergi og lokal energiproduksjon. I dette arbeidet vil regjeringen legge ambisjonen om 8 TWh solenergi innen 2030 til grunn, men fordeler og ulemper ved tiltak og virkemidler som iverksettes må veies opp mot andre samfunnsmessige hensyn.

Departementet viser til notatet «NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon» av 5. februar 2024, og til Statnetts innspill til NVE i den forbindelse, jamfør brevet «Virkningen av solkraft på driften av kraftsystem» av 7. desember 2023. Som Statnett og NVE peker på i sine innspill er det særegenheter og utfordringer knyttet til økt innfasing av solkraft i det norske kraftsystemet. Det framgår av både NVE og Statnetts innspill at det er behov for tiltak for å håndtere økt innfasing av solkraft i Norge, og det skisseres overordnet flere tiltak som kan være aktuelle, herunder regulatoriske og organisatoriske tiltak.

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
postmottak@ed.dep.no

Kontoradresse
Akersgata 59
ed.dep.no

Telefon*
22 24 90 90
Org.nr.
977 161 630

Avdeling

Saksbehandler
Andreas Andersen
22 24 62 66

Solkraftens uregulerbarhet og produksjonsprofil, samt øvrige endringer i det norske kraftsystemet, gjør at det er nødvendig med et godt kunnskapsgrunnlag om virkningene av økt innfasing av teknologien. Statnett bes derfor om å foreta en vurdering av hvordan økt innfasing av ulike mengder solkraft vil påvirke kraftsystemet i forskjellige geografiske områder, herunder hvordan ulike volumer solkraft vil samvirke med andre produksjonsteknologier og hvilke volumer som kan være realistisk å oppnå gitt eksisterende begrensninger i kraftsystemet. Det er ønskelig å se denne utviklingen i sammenheng med den øvrige utviklingen av kraftsystemet, herunder innfasing av annen uregulerbar produksjon, utviklingstrekk i handelspartneres kraftsystemer mv. Statnett bes gjøre rede for hvilke forutsetninger som er lagt til grunn for vurderingene, særlig forutsetninger om framtidig forbruksvekst og nettinvesteringer.

Departementet ber Statnett vurdere og konkretisere hvilke tiltak som foretaket mener er hensiktsmessig å innføre for å sikre en fortsatt velfungerende systemdrift ved økt innfasing av solkraft i Norge mot 2030 og videre. Statnett bes gi en anbefaling av hvilke tiltak som bør innføres for å håndtere ulike volum solkraft i det norske kraftsystemet, inkludert 8 TWh i 2030. For hvert tiltak bes Statnett beskrive hva tiltaket består i, hvem som kan være ansvarlig for å gjennomføre tiltaket, og når det er aktuelt å gjennomføre tiltaket. Statnett bes anslå virkningen av anbefalte tiltak på systemdriftskostnader og investeringer i transmisjonsnettet.

Energidepartementet ber om at Statnett utfører oppdraget **innen 15.11.2024**. Det legges opp til kontaktmøter i utredningsperioden, med et oppstartsmøte i august.

Med hilsen

Laila Berge (e.f.)
avdelingsdirektør

Andreas Andersen
seniorrådgiver

Dokumentet er elektronisk signert og har derfor ikke håndskrevne signaturer