



NVE

NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon



NVE

Norges vassdrags-
og energidirektorat

NVE-referanse

202311163-63

Dato

05.02.2024

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Innhold

INNHold	0
FORORD	2
SAMMENDRAG	3
DEL I	4
1 ER ET MÅL OM 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030 MULIG Å NÅ?	4
1.1 SOLKRAFT KAN BYGGES PÅ ULIKE AREAL OG HAR KORT BYGGETID	4
1.2 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030 VIL KREVE HØY UTBYGGINGSTAKT	4
1.3 POTENSIAL FOR SOLKRAFT I NORGE	5
1.4 KRAFTPRISEN ER VIKTIG FOR LØNNSOMHETEN	7
1.5 DE VIKTIGSTE BARRIERENE FOR Å NÅ ET MÅL OM 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030	9
1.6 NVES FORSLAG TIL VIRKEMIDLER FOR Å STIMULERE TIL Å NÅ ET MÅL OM 8 TWH INNEN 2030	11
1.7 NVES VURDERING AV OM VI KAN NÅ ET MÅL OM 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030	14
2 VIRKNINGER AV 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030 FOR KRAFTSYSTEMET	14
2.1 8 TWH SOLKRAFT GIR BEDRING I ENERGISIKKERHETEN	14
2.2 8 TWH SOLKRAFT GIR LITEN PÅVIRKNING PÅ KRAFTPRISEN	15
2.3 8 TWH SOLKRAFT GIR UTFORDRINGER FOR SYSTEMDRIFTEN	18
2.4 TILTAK FOR Å REDUSERE NEGATIVE VIRKNINGER FOR KRAFTSYSTEMET	21
2.5 NVES VURDERING AV VIRKNINGENE AV Å NÅ ET MÅL OM 8 TWH SOLKRAFT INNEN 2030	22
DEL II	23
3 NVE ANBEFALER EFFEKTGRENSE PÅ 5 MW FOR KONSESJONSPLIKT FOR SOLKRAFTPRODUKSJON	23
3.1 UTFORMING AV EFFEKTGRENSE	23
3.2 VURDERING AV Å INNFØRE ORDNING MED KONSESJONSPLIKTVURDERING	24
3.3 UTVIDET TILKNYTNINGSPLIKT EN FORUTSETNING VED INNFØRING AV EFFEKTGRENSE	25
4 NVES VURDERING AV PLANAVKLARING FOR KONSESJONSPLIKTIGE SOLKRAFTANLEGG	25
5 NVE ANBEFALER IKKE FRITAK FRA KONSESJONSPLIKT FOR LAVSPENTNETT	26
6 VURDERING AV BEHOV FOR LOV- OG FORSKRIFTSENDRINGER SOM FØLGE AV NVES ANBEFALINGER ...	27
6.1 EFFEKTBASERT KONSESJONSPLIKTGRENSE	27
6.2 OPPLYSNINGS- OG RAPPORTERINGSPLIKT	27
6.3 OVERGANGSREGLER VED INNFØRING AV EFFEKTBASERT KONSESJONSPLIKTGRENSE	28
6.4 UTVIDET TILKNYTNINGSPLIKT	28
VEDLEGG	29
VEDLEGG 1: FORSLAG TIL FORSKRIFTSENDRINGER	29
VEDLEGG 2: KARTLEGGING AV RAMMEVILKÅR	30
1 ØKONOMISKE RAMMEBETINGELSER	30
1.1 MARKEDSMESSIGE BETINGELSER	30
1.1.1 <i>Kraftpriser</i>	30
1.1.2 <i>Strømvtaler</i>	30
1.1.3 <i>Investeringskostnader og andre kostnader</i>	31
1.1.4 <i>Kapasitet og leveringstid</i>	32
1.2 SKATTER OG AVGIFTER	32
1.2.1 <i>Merverdiavgift</i>	33
1.2.2 <i>Elavgift</i>	34



1.2.3	Enovaavgift	34
1.2.4	Påslag for å dekke innkjøp av elsertifikater	35
1.2.5	Inntektsskatt	35
1.2.6	Avskrivningsregler.....	35
1.2.7	Eiendomsskatt.....	36
1.2.8	Konsesjonsavgift og konsesjonskraft	36
1.2.9	Andre skatter og avgifter	36
1.3	ANLEGGSBIDRAG OG NETTLEIE	37
1.3.1	Anleggsbidrag	37
1.3.2	Nettleie	37
1.4	STØTTEORDNINGER	38
1.4.1	Strømstøtte til privatpersoner og boligselskap	39
1.4.2	Energitilskuddsordningen for næringer - avsluttet	39
1.4.3	Enovatilskudd til næringsliv	39
1.4.4	Enovatilskudd til private og borettslag	40
1.4.5	Enovastøtte til pris- og effektstyrte lagringssystemer	40
1.4.6	Modell for deling av overskuddsproduksjon (Delingsordningen).....	40
1.4.7	Plusskundeordningen.....	41
1.4.8	Opprinnelsesgarantier	41
1.4.9	Kommunale virkemidler	42
1.4.10	Husbanken	43
1.4.11	Innovasjon Norge.....	43
1.4.12	Forskningsrådet	43
2	JURIDISKE RAMMEBETINGELSER	44
2.1	EKSISTERENDE REGULERINGER	44
2.1.1	Energiloven, energilovforskriften og NEM-forskriften	45
2.1.2	Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr (FEK)	47
2.1.3	Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF)	47
2.1.4	Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg (FEL)	47
2.1.5	NEK 400-7-712	47
2.1.6	El-tilsynsloven	48
2.1.7	Plan- og bygningsloven	48
2.1.8	Byggteknisk forskrift	48
2.1.9	Energimerkeforskriften for bygninger	49
2.1.10	Kulturminneloven	49
2.1.11	Jordlova	50
2.1.12	Forurensningsloven.....	51
2.1.13	Naturmangfoldloven	51
2.1.14	EUs taksonomi for bærekraftig økonomisk aktivitet	51
2.1.15	Økodesigndirektivet og energimerkeforordningen for produkter	51
2.2	EU-RETTSAKTER SOM KAN FÅ BETYDNING FOR FREMTIDIG REGULERING	52
2.2.1	Bygningsenergidirektivet	52
2.2.2	Energieffektiviseringsdirektivet.....	52
2.2.3	Fornybardirektivet	53
2.2.4	Batteriforordningen	54



Forord

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) fikk 10.7.2023 [oppdrag](#) om solkraft og annen lokal energiproduksjon fra Olje- og energidepartementet (nå Energidepartementet, ED). Oppdraget er delt i fem deler:

1. Kartlegge og vurdere rammevilkårene for lokal energiproduksjon og -lagring og foreslå endringer ved behov
2. Vurdere potensial, tiltak og virkemidler for solenergi, og for annen fornybar kraft på nedbygde arealer mot 2030
3. Innføring av effektgrense for konsesjonsplikt for bakkemonterte solkraftanlegg
4. Innføring av konsesjonspliktverdier av sol- og vindkraftanlegg på industri- og næringsområder
5. Solkraft og plan- og bygningsloven

Besvarelsen er organisert i to hovedinndelinger. Del I beskriver potensial for og virkninger av å nå et mål om 8 TWh solkraft, og svarer dermed ut oppdrag 1 og 2. Del II svarer ut oppdrag 3-5 og inneholder våre vurderinger av ny ordning for konsesjonsplikt for solkraft, herunder effektgrense og konsesjonspliktverdier. I tillegg følger våre vurderinger om endring i konsesjonsplikt for lavspenningsledninger, og drøfting av solkraft og plan- og bygningsloven.

Om arbeidet med oppdraget

NVE avholdt et innspillmøte 11.9.2023 med 107 påmeldte deltakere fra blant annet bransjeaktører og organisasjoner. Skriftlige innspill fra 38 aktører ble mottatt i etterkant av møtet. Vi har også innhentet innspill fra RME og andre etater. Alle mottatte innspill er tilgjengelig via [offentlig postjournal](#). NVE har også gjennomført møter med nettselskaper og systemansvarlig.

Det er opp til Energidepartementet å vurdere hvordan det videre arbeidet legges opp.

Oslo, 5.2.2024

Inga Nordberg

Fungerende vassdrags- og energidirektør



Sammendrag

Norge har i dag solkraftanlegg med installert effekt på ca. 600 MW, tilsvarende ca. 0,45 TWh. Et mål om 8 TWh solkraftproduksjon i Norge innebærer at det må bygges solkraftanlegg med installert effekt på ca. 10 000 MW (10 GW). Det betyr en utbygging over 15 ganger dagens nivå i løpet av seks år.

NVE opplever stor interesse for å bygge ut bakkemonterte solkraftanlegg og har mottatt prosjekter med en samlet installert effekt på nærmere 1,4 GW. Per i dag har NVE gitt konsesjon til tre bakkemonterte solkraftanlegg med samlet installert effekt på 14 MW. Grunnet knapphet på nettkapasitet i store deler av landet, er det begrenset hvor mye ny kraftproduksjon som kan komme fra bakkemonterte anlegg innen 2030. I tillegg vil arealkonflikt begrense utbygging av bakkemonterte solkraftverk.

Et mål om 8 TWh må derfor i stor grad oppnås gjennom anlegg på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg. Disse anleggene utnytter allerede nedbygget areal og har generelt små virkninger for allmenne og private interesser. Anleggene kan derfor etableres raskt. Potensialet for sol på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg er stort, men lønnsomheten er ofte svak. Skal man nå et mål om 8 TWh solkraft innen 2030 ved å hovedsakelig bygge ut på tak og fasade, vil være nødvendig å sette inn sterke virkemidler. Det viktigste virkemidlet er økonomisk støtte. Ved utforming av eventuelle virkemidler understreker NVE at det er viktig at de utformes slik at solkraft i størst mulig grad samspiller godt med kraftsystemet for å unngå driftsutfordringer.

8 TWh solkraft vil bidra til å styrke kraftbalansen i Norge. Det er imidlertid kun en liten andel av den installerte kapasiteten som vil styrke effektbalansen om vinteren, når kraftsituasjonen i Norge er mest anstrengt. NVEs analyse viser at økt solkraftproduksjon i systemet har liten virkning på gjennomsnittlige årlige kraftpriser, men det kan gi lavere kraftpriser tidlig på våren når behovet for kraftproduksjon kan være høyt. Mer uregulerbar kraftproduksjon vil imidlertid i perioder gi driftsutfordringer for kraftnettet, og NVE vurderer at det gir økt behov for å innføre tiltak for å redusere de negative virkningene. NVE anbefaler at Statnett som systemansvarlig ser nærmere på konsekvenser av og virkemidler for å håndtere 8 TWh solkraft i det norske kraftsystemet.

NVE har i dette oppdraget foretatt flere vurderinger av eksisterende regelverk. NVE anbefaler å innføre en effektgrense for konsesjonsplikt for solkraftverk, og anbefaler at denne settes til 5 MW. NVE anbefaler ikke å innføre en ordning med konsesjonspliktavurdering for solkraftverk. For å hente ut gevinstene av foreslått effektgrense anbefaler NVE at det innføres utvidet tilknytningsplikt for produksjon opp til og med 22 kV. Det lokale nettselskapet (områdekonsesjonær) vil da få plikt til å etablere nettanlegg frem til solkraftanlegget i medhold av sin områdekonsesjon. Med disse foreslåtte regelendringene vil det ikke kreves konsesjonsbehandling av solkraftanlegg under 5 MW, med tilhørende kraftledning.

NVE anbefaler ingen endringer i regelverk for konsesjonsplikt for lavspenningsnett, men henviser til at deling av kraft bør foregå gjennom virtuell deling, jf. forslag til delingsløsning fra Reguleringsmyndigheten for energi (RME).

NVE mener at behandling av solkraftanlegg etter både energiloven og plan- og bygningsloven kan gi bedre lokal forankring, men at det vil gjøre prosessen med å etablere solkraftanlegg mer kompleks og tidkrevende.



DEL I

1 Er et mål om 8 TWh solkraft innen 2030 mulig å nå?

1.1 Solkraft kan bygges på ulike areal og har kort byggetid

Solkraft skiller seg fra andre produksjonsteknologier ved at solcellene i et solkraftanlegg produserer likestrøm. Strømmen blir deretter omformet til vekselstrøm av vekselrettere før kraften forbrukes eller mates inn på nettet. Den installerte effekten i solcellene på likestrømsiden måles i MWp, mens den installerte effekten ut av vekselretteren måles i MW. Fotavtrykket til et solkraftverk er i større grad knyttet til størrelsen i MWp (standardeffekt i solcellepanelene), mens virkningene på kraftsystemet i større grad er knyttet til størrelsen i MW (levert effekt til nettet etter konvertering til vekselstrøm). NVE erfarer at ytelsen til solkraftanlegget målt i MWp normalt er høyere enn ytelsen levert til nettet målt i MW. Kilder brukt i dette notatet beskriver installert effekt vekselvis i MW og MWp, men NVE vil i det vesentlige forholde seg til installert effekt i MW. Strømproduksjonen angis i wattimer (Wh).

Solkraftanlegg kan bygges på ulike areal og i mange forskjellige størrelser. Vi velger i dette notatet å skille mellom anlegg som er montert på tak/fasade og på bakken:

- Tak- og fasademonterte anlegg kan etableres på ulike bygg, der vi har valgt å skille mellom boligbygg¹ og yrkesbygg². Kraftproduksjonen fra disse anleggene benyttes til å dekke eget forbruk, før eventuell overskuddsproduksjon mates inn på kraftnettet.
- Bakkemonterte anlegg er i hovedsak større solkraftanlegg som plasseres på bakken og mater inn hele sin produksjon på kraftnettet.

Solcellepaneler kan i utgangspunktet installeres der hvor det er tilstrekkelig solinnstråling. Sammenlignet med andre produksjonsteknologier, som vann- og vindkraft, har solkraftverk noe kortere byggetid. Solkraft er derfor en velegnet teknologi for å kunne etablere ny kraftproduksjon innen 2030.

1.2 8 TWh solkraft innen 2030 vil kreve høy utbyggingstakt

Norge har i dag solkraft med en total installert effekt ca. 600 MW, tilsvarende produksjon på ca. 0,45 TWh. 8 TWh solkraftproduksjon forutsetter at det bygges ut solkraft med en samlet installert effekt på rundt 10 GW. Dette innebærer at den installerte effekten må økes over 15 ganger dagens nivå for å nå et slikt mål. Til sammenligning er det installert ca. 5 GW vindkraft på land i Norge, som har en samlet middelproduksjon på om lag 17 TWh. Tilsvarende tall for vannkraft i Norge, som er den dominerende produksjonsteknologien, er ca. 33 GW installert effekt med en samlet middelproduksjon på omtrent 137 TWh.

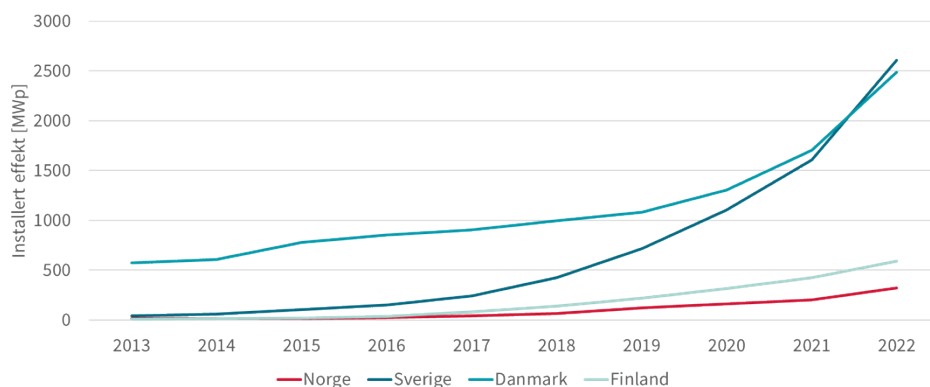
Sverige og Danmark har hatt sterk vekst i installert effekt for solkraft de senere årene, se Figur 1. Sverige har femdoblet sin installerte effekt på fem år, fra ca. 500 MWp til 2500 MWp. I Sverige skyldes dette økte støtteordninger fra og med 2016 rettet mot privatpersoner, slik at mesteparten

¹ Med boligbygg forstår vi blant annet eneboliger, boligblokk, fritidsbolig, garasje, samt annen boligbygning.

² Med yrkesbygg forstår vi blant annet, men ikke begrenset til, kontor, skole, forretning, kultur, idrett, hotell, barnehage, sykehjem, sykehus, universitet, industri, lagerbygning og landbruksbygning.



av installert effekt primært er tak- og fasademonterte anlegg³. Siden 2019 har veksten i installert kapasitet økt i Danmark etter at det var en svak stigning over flere år. Veksten de siste årene, i motsetning til Sverige, skyldes hovedsakelig økt utbygging av bakkemonterte anlegg. Her utgjorde anlegg over 1 MW omtrent 70 prosent av den totale kapasiteten i 2022⁴. Hvis Norge skal nå et mål om 8 TWh solkraft i 2030, må vi bygge ut enda mer solkraft enn Sverige og Danmark har gjort de siste årene.



Figur 1 Utvikling i installert effekt av solkraftanlegg i Norden. Kilde: IRENA⁵

Inntil 2021 har Norge hatt lite solkraft, men økningen i strømpris i 2021 bidro til en kraftig vekst. Ved utgangen av 2021 hadde vi ca. 150 MW totalt installert effekt. I løpet av 2022 ble det installert 150 MW ny effekt, noe som doblet den totale effekten til 300 MW. I løpet av 2023 ble dette igjen doblet, til dagens nivå på ca. 600 MW. NVE har [i langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023](#) anslått hvordan kraftproduksjonen vil utvikle seg frem mot 2030 og 2040. Den kraftige veksten i solkraft de siste årene har vært bakgrunn for et anslag på 4 TWh solkraft i 2030. NVE påpeker at det er usikkerhet knyttet til anslagene, da de er avhengige av mange ulike faktorer, herunder generell økonomisk situasjon og kraftprisen.

Vi anslår videre at 9 TWh solkraftproduksjon er på plass i det norske kraftsystemet i 2040. Den totale kraftproduksjonen i Norge er på sin side anslått å vokse med 8 TWh frem til 2030. I 2040 er det antatt å bli 48 TWh ny fornybar kraftproduksjon, der det meste vil komme som vindkraft til havs og på land. Våre prognoser er basert på dagens virkemidler.

1.3 Potensial for solkraft i Norge

Solkraft er en arealkrevende teknologi. NVE har ikke gjort egne analyser av potensialet for solkraft i Norge, men viser til eksisterende studier. NVE har ikke kvalitetssikret de eksisterende studiene, men viser til at det er gitt visse forutsetninger i alle studiene. NVE vurderer imidlertid at studiene gir gode indikasjoner på størrelsesordenen på potensialet.

³ [Solceller \(energimyndigheten.se\)](#)

⁴ [Flest solceller i Jylland - Danmarks Statistik \(dst.dk\)](#)

⁵ [Renewable capacity statistics 2023 \(irena.org\)](#)



Potensial for tak- og fasademonterte solkraftanlegg på boligbygg og yrkesbygg

To studier som nylig har vurdert potensial for sol på tak er Multiconsult i rapporten *Norsk Solkraft 2022 – Innenlands og eksport (2022)*⁶ og IFEs rapport *Potensialet for solkraftproduksjon på eksisterende norske tak (2023)*⁷. For å sikre mest mulig konsistens i vår omtale av beregningene i de to rapportene, har vi i valgt å gruppere Multiconsults og IFEs funn i de to overordnede bygningskategoriene boligbygg og yrkesbygg.

I sin rapport, ser Multiconsult på potensialet for sol på tak og fasade/vegg, mens IFE ser på potensialet for sol på tak. På grunn av forskjellige faktorer som kan begrense hvor mye tak- og fasadeareal som i praksis er tilgjengelig for solkraft, har både Multiconsult og IFE måttet gjøre forenklinger og antagelser i sine analyser av tilgjengelig areal.

Multiconsult har beregnet et totalt potensial for solkraft på tak på boligbygg, på 36 TWh/år. Dersom man inkluderer solkraft på vegg, øker potensialet til 38 TWh/år. På tak på yrkesbygg, er det totale potensialet ifølge Multiconsult på 22 TWh/år. Dersom vegg inkluderes også her, øker potensialet til 27 TWh/år.

I sin rapport, har IFE beregnet et potensial for sol på tak på 18 TWh/år for boligbygg. For sol på tak på yrkesbygg, er potensialet 12 TWh/år.

NVE har ikke kvalitetssikret undersøkelsene, men viser til at det er vanskelig å gi et sikkert anslag på potensialet på tak. Blant annet er det usikkerhet rundt byggets bæreevne og andre faktorer som vi i NVE ikke har kunnskap om, og som derfor er vanskelig å legge inn i potensialberegningene.

NVE legger til grunn at potensialet for sol på tak er mye høyere enn hva som teknisk og økonomisk er mulig å bygge ut. Siden solkraft på tak og fasade utnytter allerede nedbygget areal, vil disse anleggene normalt ha små virkninger for allmenne og private interesser. Utbygging av slike anlegg vil normalt være lite konfliktfylte. Kombinasjonen av normalt få prosessuelle krav og kort byggetid gjør anleggene godt egnet for å kunne realiseres raskt.

Potensial bakkemonterte solkraftanlegg

Bakkemonterte solkraftverk kan bygges i ulike terreng på bakkenivå. NVE har basert på innsendte bakkemonterte solkraftprosjekt anslått at det per MWp krever et areal på 10-15 dekar. Anleggene medfører ofte arealkonflikt, der graden av konfliktnivå avhenger av hva slags arealer anleggene bygges på. Der utbyggingen fører til inngrep i områder som ikke er preget av inngrep i dag, vil anleggene kunne gi store virkninger for natur og andre allmenne og private interesser. NVE vurderer generelt at solkraftverk i ut- og innmark vil innebære et større konfliktpotensial enn anlegg som legges på næringsareal og andre allerede nedbygde areal. Slike prosjekter vil derfor også være lettere å realisere raskt. Siden det er stor fleksibilitet i hvilke arealer solkraftanlegg bygges på, vurderer NVE at det generelt bør prioriteres å etablere anleggene i områder med eksisterende inngrep. NVE har i dag til sammen mottatt nærmere 40 meldinger og konsesjonssøknader for bakkemontert solkraftanlegg. Mesteparten av disse solkraftprosjektene er planlagt i skogsområder.

⁶Multiconsult, 2022, Norsk Solkraft 2022 – Innenlands og eksport, [220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf \(multiconsult.no\)](#)

⁷IFE, 2023, Potensialet for solkraftproduksjon på eksisterende norske tak, [IFE BRAGE: Potensialet for solkraftproduksjon på eksisterende norske tak \(unit.no\)](#)



To studier har sett nærmere på potensialet på enkelte nedbygde arealer og langs vei. I sin rapport *Norsk Solkraft 2022 – Innenlands og eksport (2022)*⁸ har Multiconsult vurdert potensialet for bakkemontert solkraft på blant annet parkeringsområder og avsluttede deponier.

Parkeringsområder er vurdert å ha et potensial på 4,5 TWh, mens potensialet på avsluttede deponier er vurdert til 2,1 TWh. Norconsult har i rapporten *Potensialet for solkraft i samferdsel i Norge (2023)*⁹ kartlagt potensialet i samferdselssektoren i forbindelse med vei. Dette er arealer på bygg og rasteplasser, støy- og sikringsskjermer, ved tunnelportaler, ved store veikryss og for bygge- og anleggsplasser. Resultatet fra kartleggingen er et produksjonspotensial for solkraft i veiprojekter på 0,6 TWh/år innen 2030. Denne kraften er tenkt benyttet til å dekke eget forbruk ved veianleggene. Rapporten viser til at det i tillegg er et potensial for å bygge solkraftanlegg ved veianleggene som forsyner kraften til nettet, men dette potensialet er ikke vurdert i rapporten Statens Vegvesen påpeker i uttalelse til NVE at det er flere utfordringer knyttet til solparker langs vei, for eksempel driftsutfordringer, sikkerhetshensyn og særnorske vegforhold som f.eks. salting som må løses for å kunne avklare hva potensialet vil være. Bane Nor Eiendom har mange bygg og areal i forbindelse med jernbane, og i sin uttalelse til NVE stiller de seg positive til å bygge ut solkraft for å forsyne jernbanen. Potensialet for solkraft langs jernbane er ikke vurdert. NVE vurderer at rapportene og dialogen med Statens Vegvesen og Bane Nor Eiendom viser at det er et potensial for solkraft i nærheten av eksisterende infrastruktur. Det er imidlertid flere forhold som må undersøkes nærmere for å avklare hva det reelle potensialet er. NVE henviser til vei- og jernbanemyndighetene for eventuell oppfølging av dette.

Agricultural photovoltaics, eller *Agrivoltaics* er et konsept som kombinerer solkraftproduksjon med landbruksareal. I Norge finnes det et agrivoltaisk testanlegg på Skjetlein i Trøndelag. Anlegget brukes til forskning på denne typen anlegg under norske forhold. Forskningsaktiviteten utføres av Sintef og NTNU.¹⁰ En rapport fra Norges Vel¹¹ viser at erfaringer fra andre land som Storbritannia og Danmark tilsier at kombinasjon av sauedrift og solkraft er praktisk gjennomførbar og mulig overførbar til norske forhold. NVE har mottatt flere konsesjonssøknader hvor det er tiltenkt samdrift med jordbruk, i hovedsak på beiteareal. Landbruksdirektoratet vil i eget oppdrag gi en vurdering av om kombinasjonen av solkraft og landbruksareal vil kreve endringer i regelverk for jord- og skogbruk. NVE henviser til Landbruksdirektoratets vurderinger for nærmere informasjon om hva potensialet på jord- og skogbruksareal kan være.

Samlet sett vurderer NVE at det ikke er hensiktsmessig å fastslå et teoretisk potensial for bakkemonterte anlegg generelt sett, da det er mange forhold og interesser å ivareta ved ulike arealer. Av samme grunn er det også vanskelig å fastslå et potensial for kraftproduksjon på nedbygde arealer og ved samferdselsinfrastruktur. NVE vil derfor i dette dokumentet omtale bakkemonterte anlegg samlet.

1.4 Kraftprisen er viktig for lønnsomheten

Kostnaden til en produksjonsteknologi måles i energikostnad over levetiden eller levelized cost of energy (LCOE), som er et estimat på kostnad per enhet kraft produsert. Kostnadene inkluderer

⁸ [220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf \(multiconsult.no\)](#)

⁹ Norconsult, 2023, *Potensialet for solkraft i samferdsel i Norge*, [solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2023/08/Potensialet-for-solkraft-i-samferdsel-i-Norge.pdf](#)

¹⁰ Testanlegg finnes ved Skjetlein VGS i Trondheim og bygges ved NMBUs campus i Ås

¹¹ Norges Vel, 2023, *Solcelleparker i landbruket – erfaringer fra andre land*, [Sluttrapport+erfaringer+solcelleparker.pdf \(squarespace.com\)](#)



investeringskostnad (herunder solcellemoduler, kraftelektronikk, fundamentering og arbeid) og vedlikeholdskostnader. Tabell 1 viser Tabell 1 NVEs LCOE-estimater fra 2023 for ulike solkraftanlegg. Tallene inkluderer ikke ulike støtteordninger eller MVA. Tabellen viser at bakkemonterte anlegg er de billigste solkraftanleggene pr produsert kWh, etterfulgt av solkraft på store flate tak (normalt yrkesbygg). Samtidig er solkraftanlegg på små hustak de mest kostbare anleggene per produsert kWh.

Anleggstype	LCOE (øre/kWh)
Solkraftanlegg på små hustak (0-20 kW)	116
Solkraftanlegg på store flate tak	76
Bakkemontert solkraftverk	63

Tabell 1 NVEs LCOE-estimater fra 2023 for ulike solkraftanlegg. Tallene inkluderer ikke ulike støtteordninger eller MVA.

Lønnsomheten til et solkraftverk avhenger i stor grad av hvilken kraftpris kraftverket klarer å oppnå. Det betyr at kraften som er produsert i en time avregnes med spotprisen i den samme timen. Dette er den vanligste måten å avregne salg av kraft. Siden mesteparten av produksjonen skjer i sommerhalvåret når prisene som oftest er lavest, blir den årlige oppnådde kraftprisen for solkraftanlegg som regel lavere enn den gjennomsnittlige kraftprisen for samme periode.

Lønnsomhet for tak- og fasademonterte solkraftanlegg på boligbygg og yrkesbygg

For tak- og fasademonterte anlegg avhenger lønnsomheten også av andelen egenforbruk av produksjonen, der verdien av den egenproduserte kraften må sees opp mot alternativkostnaden ved å kjøpe kraft fra markedet. NVE har gjennomført en sensitivitetsanalyse for solkraftanlegg på 10 kW installert effekt på tak. Analysen baserer seg på forventede oppnådde kraftpriser for solkraft fra langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023¹², der inntektene består både av strømsalg til oppnådd pris og besparelsene i strøm, nettleie¹³ og avgifter¹⁴ som blir dekket av solkraftproduksjonen, som ellers måtte blitt betalt for. Vi har antatt et selvkonsum på 50 prosent. Analysen viser at nedbetalingstiden er 21 år ved basis prisbane, mens den reduseres til 12 år ved den høye kraftprisbanen. Kraftprisen har dermed stor påvirkning på lønnsomheten.

Denne sammenhengen fremgår også av Multiconsults rapport *Teknoøkonomisk potensial for solkraft på bygg*¹⁵. Her er det sett nærmere på hva som vil være lønnsom utbygging av solkraft på tak, gitt ulike kraftpriser. Rapporten har brukt kraftpriser fra Statnetts langsiktige kraftmarkedsanalyse. Ved basisscenarioet viser analysen at det på eksisterende bygg i 2030 vil være solkraftanlegg tilsvarende produksjon på 0,4 TWh. For høyprisscenarioet vil det bli solkraftanlegg tilsvarende produksjon på 6 TWh. NVE vurderer at denne rapporten viser at kraftprisen er en viktig driver for lønnsomheten, og at det er et stort utfallsrom når det gjelder hva som vil være lønnsom utbygging av solkraft. Samtidig indikerer rapporten at det trengs mer enn høy kraftpris til for at 8 TWh solkraft på tak og fasade blir lønnsomt.

¹² [NVE Rapport nr. 25/2023: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023: energiomstillingen – en balansegang](#)

¹³ RMEs nettleiestatistikk, genomsnitt av 2023 for eksempelkunde 4. [Nettleiestatistikk - NVE](#)

¹⁴ Gjennomsnitt av årlig elavgift, vektet med antall måneder i året for hver sats. [Avgift på elektrisk kraft - Skatteetaten/](#)

¹⁵ [Teknoøkonomisk potensial for solkraft på bygg \(Multiconsult\)](#)



For å øke lønnsomheten kan det være aktuelt å installere smarte styringssystemer eller batterier slik at en større andel av produksjonen går til selvkonsum. Dette bidrar til en større alternativbesparelse enn ved salg til markedet. Ved å bruke smarte styringssystemer er det mulig å flytte fleksibelt forbruk til de timene i løpet av dagen med mest solkraftproduksjon. Alternativt kan batterier lagre kraft fra timer med mye produksjon og lavt forbruk til bruk i timer med høyt forbruk. I tillegg kan både smarte styringssystemer og batterier bidra til å redusere den høyeste effekttoppen til forbruket, noe som kan gi redusert nettleie. Kostnadsbesparelsen er størst for virksomheter, da effektledet utgjør en større del av kostnadene enn for husholdninger.

Smarte styringssystemer er fortsatt lite utbredt i dag, men det er flere og flere som tar det i bruk, som for eksempel smarte elbilladere. Bruk av batterier som energilagring er lite utbredt i Norge i dag, og det er lite erfaring med batteri i det norske kraftsystemet. Høy investeringskostnad for batterier er trolig en viktig årsak.

Lønnsomhet for bakkemonterte solkraftanlegg

NVE benytter nåverdimetoden i vår teknisk-økonomiske vurdering av energianlegg. Estimater har sitt utgangspunkt i forventede investering-, drift-, og vedlikeholdskostnader for anlegget, NVEs beregninger av oppnådd kraftpris, en anvendt kalkulasjonsrente på seks prosent og en driftsperiode på 30 år. Det er ikke tatt høyde for solcellepanelenes degraderingsrate eller anleggets restverdi. I NVEs konsesjonsbehandling beregner NVE ni ulike scenarier for netto nåverdi for et produksjonsanlegg. Metoden gir en indikasjon på tiltakets bedriftsøkonomiske lønnsomhet. Estimater vil samtidig ligge til grunn i NVEs konsesjonsvurdering, da det gjenspeiler de prissatte virkningene av tiltaket.

I de tre konsesjonssakene for bakkemontert solkraft som NVE hittil har ferdigbehandlet, har vi vurdert den teknisk-økonomiske lønnsomheten som negativ. Når NVE likevel har valgt å gi konsesjon til disse tre prosjektene, har vi lagt vekt på nytteverdien av at myndigheter og andre henter erfaring fra bygging og drift av denne typen anlegg i Norge.

Bruk av batterier i bakkemonterte solkraftanlegg vil stabilisere innmatingen fra solkraftanlegget og motvirke ugunstige virkninger for nettet. Det vil også medføre at bakkemonterte solkraftanlegg kan lagre produksjonen og få en høyere oppnådd kraftpris enn det ellers ville fått. Videre vil batterisystemer muliggjøre for kraftarbitrasje i tillegg til å gjøre det mer rasjonelt for tiltakshavere å overdimensjonere anlegget i forhold til vekselretterkapasitet. Batterier er imidlertid kostnadsdrivende, og det er ikke klart for NVE om batterier vil ha nevneverdig påvirkning på lønnsomheten for bakkemonterte solkraftanlegg. NVE har per i dag mottatt to konsesjonssøknader hvor det søkes om batterier ved bakkemonterte solkraftanlegg.

1.5 De viktigste barrierene for å nå et mål om 8 TWh solkraft innen 2030

Basert på vår kartlegging av rammebetingelser (se vedlegg 2) og mottatte innspill vil NVE her peke på de viktigste barrierene for å nå et mål om 8 TWh solkraft i 2030. Virkninger av 8 TWh solkraft for kraftsystemet er omtalt i kapittel 2.

Tak og fasade boligbygg

- Lav lønnsomhet er den viktigste barrieren for rask etablering av solanlegg på tak og fasade på boligbygg. Investeringskostnaden er høy, og fremtidig strømpris har stor betydning for hvor lønnsomt tiltaket er. Siden anlegget primært sett leverer kraft til eget forbruk, vil alternativkostnaden av å kjøpe kraft fra nettet være avgjørende. Kompensasjonsordningen



for høye strømpriser (strømstøtte) begrenser strømprisen for privatboliger og borettslag, og reduserer lønnsomheten av å ha egen kraftproduksjon.

- Dagens *delingsløsning* begrenser den installerte effekten i et produksjonsanlegg det kan deles kraft fra til 1 MW. I tillegg er det bare mulig å dele kraften innad på samme eiendom. Ifølge innspill begrenser dette muligheten til å dimensjonere anleggene optimalt og lønnsomheten med anlegget. Barrieren gjelder særlig borettslag, som kan ha takareal til solkraftanlegg over 1 MW.
- For flermannsboliger og boligselskaper kan selve *beslutningsstrukturen* være en barriere mot slike tiltak, fordi ulik økonomi og tidsperspektiv hos beboere gjør det vanskelig å fatte vedtak om kostbare investeringer med langsiktig perspektiv.
- Solkraftanlegg på taket av en frittliggende enebolig er i utgangspunktet unntatt søknadsplikt etter byggesaksforskriften. I enkelte tilfeller vil solkraftanlegget vurderes å være en *søknadspliktig fasadeendring*. Uklarhet om tiltaket innebærer fasadeendringer, og en eventuell søknadsprosess som følge av dette, kan oppleves som en barriere.

Tak og fasade yrkesbygg

- *Lav lønnsomhet* er også en faktor for solkraft på tak og fasade på yrkesbygg, men NVE vurderer at dette gjelder i mindre grad enn for boligbygg. Dette fordi effektbaserte tariffer utgjør en større andel av nettkostnadene, noe som bidrar til å gjøre egenproduksjon mer lønnsomt. Samtidig gjelder ikke strømstøtteordningen for virksomheter.
- Dagens *delingsløsning* begrenser den installerte effekten i et produksjonsanlegg det kan deles kraft fra til 1 MW. Ifølge innspill begrenser dette muligheten til å dimensjonere anleggene optimalt og lønnsomheten med anlegget. NVE vurderer at denne barrieren er særlig aktuell for yrkesbygg, siden byggene ofte har store takareal som kan ha plass til solkraftanlegg over 1 MW.
- En stor andel virksomheter *eier ikke bygget* de holder til i. Det kan det være en barriere at byggeier ikke har de samme økonomiske insentivene til å investere i solceller, fordi det er leietaker som betaler strømregningen. Dette kan oppveies av byggeiers ønske om en grønnere profil eller bedret energimerke¹⁶ for bygget bidra til at byggeier ønsker solkraftanlegg. Lavere energikostnader kan også bidra til å gjøre eiendommen mer attraktiv for leietakere og kunne bidra til høyere leieinntekter for byggeier.
- Uklarhet rundt *søknadsplikt* etter byggesaksreglene kan også være barrierer for yrkesbygg. Usikkerhet om for eksempel store lagerbygg er dimensjonert for å tåle solkraftanlegg er en viktig faktor for yrkesbygg.

Bakkemonterte solkraftanlegg

- Basert på behandlede konsesjonssøknader er NVEs erfaring at det i dag er lav lønnsomhet for bakkemonterte anlegg. Lønnsomheten er i første rekke avhengig av for solkraftanlegget

¹⁶ Energimerking.no



og nettanlegg (ev. anleggsbidrag i masket nett), og kraftprisen for å levere strøm til nettet. Konesjon gis til energianlegg som er samfunnsmessig rasjonelle. Anlegg som har negativ lønnsomhet og som samtidig gir vesentlige negative virkninger for allmenne og private interesser kan normalt ikke gis konsesjon etter energiloven. Dette ble senest understreket i forbindelse med vindkraftmeldingen¹⁷

- I store deler av landet er det begrenset kapasitet i kraftnettet for å knytte til ny kraftproduksjon uten at det må bygges større nettførsterkninger. Siden nettførsterkninger tar tid å etablere, legger NVE til grunn at nettet er en viktig barriere for hvor mye ny produksjon som kan etableres innen 2030. NVE viser til at en stor andel av kjente solkraftprosjekter er planlagt i Innlandet. Statnett¹⁸ informerer om at i dette området kan omtrent 200 MW ny produksjon realiseres i dagens nett og med igangsatte nettførsterkningstiltak. NVE vurderer at det meste av ny produksjon innen 2030 må komme i eksisterende nett og med nettførsterkninger som er igangsatt. Vanskelig tilgang til informasjon om hvor det er ledig kapasitet i nettet er også en barriere.
- Solkraft er en relativt ny teknologi i Norge og vi har generelt lite erfaring med bakkemonterte solkraftanlegg. Dette gjelder blant annet utbyggere, nettselskap og myndigheter på statlig, regionalt og kommunalt nivå. Manglende erfaring kan føre til blant annet vanskeligere kommunikasjon og forventningsavklaringer, noe som igjen kan påvirke prosessene med å etablere nye anlegg.
- Ettersom solkraft er en relativt ny teknologi, er det noe uklart hvordan solkraft skal behandles etter ulike sektorregelverk, eksempelvis byggeteknisk forskrift, jordlova og tekniske og sikkerhetsmessige krav.

1.6 NVEs forslag til virkemidler for å stimulere til å nå et mål om 8 TWh innen 2030

Under følger en liste over hva NVE mener er de to-tre viktigste virkemidlene for å etablere solkraftanlegg på henholdsvis tak og fasade på boligbygg, tak og fasade på yrkesbygg, samt etablering av bakkemonterte solkraftanlegg. Deretter følger en nærmere beskrivelse av utforming av virkemidlene. I forbindelse med innspillmøtet mottok vi flere innspill som faller utenfor vårt kompetanseområde, som f.eks endre regelverk utenfor energifeltet. NVE har ikke vurdert disse innspillene.

Tak og fasade boligbygg

- Økonomiske virkemidler
- Veiledning

Tak og fasade yrkesbygg

- Utvidet delingsordning

¹⁷ Meldt. St. 28, s. 36

¹⁸ [Legger til rette for solkraft i Innlandet | Statnett](#), sett 29.1.2024



Bakkemonterte anlegg

- Effektgrense konsesjonsplikt
- Informasjon om nettkapasitet

Økonomiske virkemidler

Økonomiske virkemidler være for eksempel investeringsstøtte, skattefradrag, gunstige låneløsninger og produksjonsstøtte (eksempelvis opprinnelsesgarantier). Ved utforming av virkemidler mener NVE det er viktig at disse utformes slik at solkraft i størst mulig grad samspiller godt med kraftsystemet. NVE mener det bør unngås økonomiske virkemidler som kan fremme negative kraftpriser. NVE vurderer derfor at økonomisk støtte til investering er et bedre virkemiddel for kraftsystemet enn produksjonsstøtte, ettersom sistnevnte gir påslag på prisen også når det er negative priser i markedet. Videre vurderer vi at det kan være ønskelig med virkemidler som sikrer gode produksjonsprofiler. Med dette menes virkemidler som fordeler produksjonen over større deler av dagen og større deler av sesongen.

For boligbygg vil det være et målrettet økonomisk virkemiddel å endre strømstøtteordningen, slik at ordningen forbedrer insentivene til å ha egen kraftproduksjon.

Andre indirekte økonomiske virkemidler kan være økonomisk støtte til forskning og utvikling av nye tekniske løsninger, noe som kan gi effekter på lengre sikt.

Ny delingsløsning

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har lagt frem forslag til endringer i regelverket for deling av fornybar kraft. Forslaget innebærer en ny delingsløsning i tillegg til eksisterende delingsløsning. Den nye løsningen innebærer at produsenten kan dele virtuell kraft med nettkunder som tarifferes på egen eiendom, nabo- og gjenboiereiendommer. Samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen kan ikke være større enn 5 MW (AC). For å kunne motta delt produksjon må nettkunden tarifferes energiledd som avspeiler marginale tapskostnader.¹⁹

Større nettkunder som mottar virtuell kraft²⁰ gjennom delingsløsningen, vil spare kostnader ved at de ikke betaler elavgift for den virtuelle kraften de mottar. Mindre nettkunder (typisk kunder med forbruk under 100 000 kWh/år) har med dagens tarifferingspraksis som regel høyere energiledd som ikke avspeiler marginale tapskostnader. Disse vil normalt ikke kunne motta delt virtuell kraft gjennom den nye delingsløsningen.²¹

NVE vurderer at den foreslåtte delingsløsningen kan gi insentiver til å bygge flere og større solkraftanlegg på yrkesbygg. Dette fordi grensen for hvilke anlegg som produsert kraft kan deles

¹⁹ Marginaltaptet er endringen av tapskostnaden i et samlet kraftsystem ved å overføre en kWh ekstra. Deler av strømmen går tapt ved overføring i nettet. Størrelsen på tapet avhenger av den samlede belastningen på nettet. Energileddet er marginaltaptet multiplisert med kraftpris og er en del av nettleien.

²⁰ Virtuell kraft er kraft som deles virtuelt mellom en produsent og en mottaker. Delingsløsningen er beskrevet på RME sine nettsider ([lenke her](#)).

²¹ Det er noen nettselskap som i dag tarifferer husholdningskunder og små nettkunder energiledd som avspeiler marginale tapskostnader. Husholdningskunder hos disse nettselskapene kan derfor motta delt kraft gjennom ny delingsløsning.



fra øker fra 1 til 5 MW installert effekt. Samtidig vil det bli mulig å dele kraft med flere, på tvers av eiendomsgrenser.

Boligbygg vil i liten grad bli berørt av endringene da de normalt sett ikke tarifferes energiledd som avspeiler marginale tapskostnader. Boligbygg vil i de fleste tilfelle ikke kunne motta virtuell kraft.

Effektgrense for konsesjonsplikt

NVE vurderer at en effektbasert grense for konsesjonsplikt gjør det enklere å forstå om et solkraftanlegg krever konsesjonsbehandling enn hva det er etter gjeldende praksis. NVEs foreslåtte effektgrense for konsesjonsplikt (se kapittel 5), vil bidra til dette. Grensen vil gjøre det tydeligere hvilke anlegg som krever konsesjonsbehandling og hvilke som vil behandles av kommunen. Sammen med en utvidet tilknytningsplikt (områdekonsesjonær får plikt til å etablere nett frem til produksjon opp til og med 22 kV) vil dette føre til at anlegg med produksjon under 5 MW ikke trenger å forholde seg til NVE. Den foreslåtte nye grensen vil gjelde for alle anlegg, og vil dermed være aktuell for både tak- og fasademonterte anlegg og for bakkemonterte anlegg.

Raskere etablering av nettanlegg

Det er behov for vesentlige forsterkninger av kraftnettet for å kunne få tilgang til å mate inn større mengder ny kraftproduksjon. NVE viser til [NOU 2022:6 Nett i tide](#) for situasjonsbeskrivelse, som er fulgt opp av [Regjeringens handlingsplan for raskere nettutbygging og bedre utnyttelse av nettet](#), som inneholder flere tiltak for raskere utbygging av nett. NVE og RME er i gang med å følge opp sine punkter i handlingsplanen. Mange nettselskap har på sin side blant annet innført modenheitskriterier for tildeling av nettkapasitet og jobber med løsninger for å utnytte eksisterende nett bedre.

Informasjon om nettkapasitet

God oversikt over hvilke punkter i kraftnettet som har tilgjengelig kapasitet for å ta imot ny kraftproduksjon vil gjøre det enklere for utbyggere å vurdere hvor de kan etablere bakkemonterte anlegg. Det vil fra 1. januar 2025 være krav til nettselskap om å gjøre tilgjengelig informasjon om hvor det er ledig kapasitet²², såkalt *kapasitetskart*. Det er ikke satt krav om hvilken plattform som skal brukes, og det finnes flere aktuelle løsninger under utvikling (eks WattApp og DataArena). Krav til omfang og oppdateringsfrekvens av informasjon må gås opp i samarbeid med bransjen, i takt med at løsninger for publisering utvikles.

Regelverksutvikling

Solkraft er relativt nytt i Norge og NVE vurderer at det er viktig at ulike sektorreguleringer utformes slik at de også er tilpasset solkraftanlegg. NVE vurderer at de største uklarhetene gjelder bakkemonterte anlegg, siden anleggene vil kunne berøre ulike arealer og interessefelt.

God veiledning

Det er behov for lett tilgjengelig veiledning om solkraft og hvordan anleggene etableres. God veiledning kan gi raskere prosesser. For bakkemonterte anlegg vil det være behov for veiledning for blant annet utbyggere, kommuner og myndigheter om prosesser og hvordan lovverk forholder

²² [Forskrift om energiutredninger - Lovdata](#)



seg til en utbygging. NVE har også fått innspill om at det er behov for mer eller bedre veiledning for bygging og drift av tak- og fasademonterte anlegg.

1.7 NVEs vurdering av om vi kan nå et mål om 8 TWh solkraft innen 2030

Det er vanskelig å fastslå potensialet for bakkemonterte anlegg. Begrenset nettkapasitet setter imidlertid rammene for hvor mye ny kraftproduksjon som kan komme fra bakkemonterte anlegg innen 2030. NVE legger derfor til grunn at en liten andel av et mål om 8 TWh solkraft innen 2030 vil kunne komme fra bakkemonterte anlegg. Et slikt mål må derfor i stor grad oppnås gjennom anlegg på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg, der kraften i stor grad benyttes til eget forbruk. Tak- og fasademonterte anlegg er normalt sett forbundet med lite konflikt og er derfor lettere å etablere raskt, men er på den annen side de mest kostbare anleggene per produsert kWh.

Potensialet for sol på tak og fasade på boligbygg og yrkesbygg er stort, langt over et mål på 8 TWh. Lønnsomheten begrenser hva som er realistisk å bygge ut innen 2030. Kraftprisen forbrukerne må betale har stor innvirkning på lønnsomheten i å ha eget solkraftanlegg og insentivet for å investere i produksjonsanlegg. Basert på beregninger i eksterne rapporter vurderer NVE at et mål om 8 TWh innen 2030 ikke kan nås uten sterke virkemidler for å øke investeringstakten.

Det viktigste virkemidlet vil være økonomisk støtte. Ved ønske om rask utbygging vurderer NVE at det også kan være behov for økonomisk støtte for yrkesbygg. NVE vurderer videre at den foreslåtte delingsordningen vil stimulere til mer utbygging av solkraft. I tillegg må det utformes veiledning som senker terskelen for å etablere anleggene. For å utnytte potensialet for bakkemonterte anlegg innen 2030, er det viktig å synliggjøre hvor det er ledig nettkapasitet for ny kraftproduksjon.

2 Virkninger av 8 TWh solkraft innen 2030 for kraftsystemet

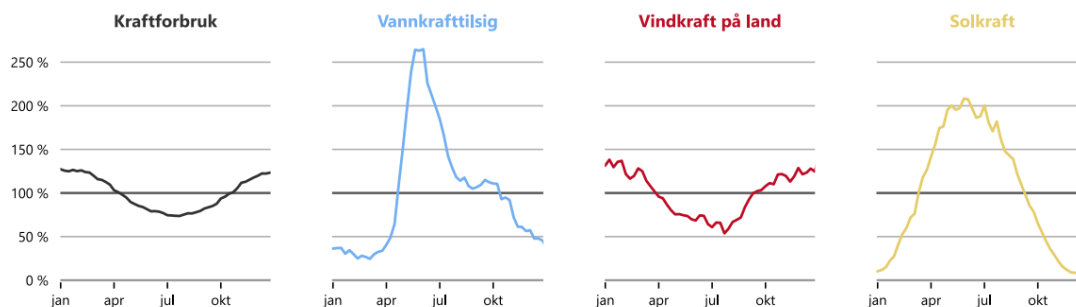
2.1 8 TWh solkraft gir bedring i energisikkerheten

Regulerbare vannkraftverk kan spare på vannet i magasiner og kan dermed styre produksjonsprofilen for kraftverket. Sol-, vind- og (uregulert) vannkraft er væravhengige produksjonsteknologier, der produksjonsprofilen i stor grad varierer med vær- og sesongforhold. Disse produksjonsteknologiene har liten mulighet for å tilpasse sin produksjon, med mindre de benytter batterier eller andre typer lagringsmuligheter. Produksjonsteknologiene påvirker dermed kraftsystemet og kraftprisene på ulike måter.

Solkraft produserer mest på dagtid på solskinnsdager i sommerhalvåret, se Figur 2 og Figur 3. Solkraft får dermed færre brukstimer i året enn for eksempel vindkraft. I Norge vil et solkraftanlegg typisk ha i underkant av 1000 fullasttimer i året med produksjon, for vindkraft er tilsvarende tall omkring 3000 timer i snitt for gamle og nye vindkraftverk. Det trengs derfor om lag tre ganger høyere produksjonskapasitet solkraft enn vindkraft for å oppnå samme årlige kraftproduksjon.

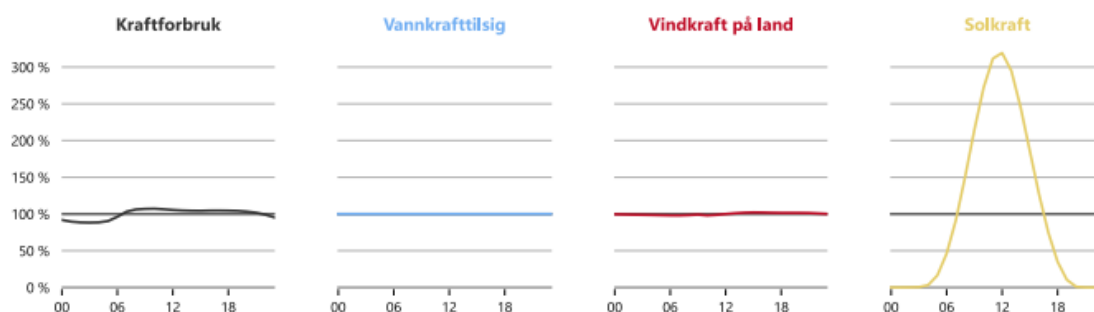


Sesongvariasjon i Norge



Figur 2 Sesongvariasjon for kraftforbruk, vannkrafttilsig, vindkraft på land og solkraft i Norge i prosent av gjennomsnittet. Figur fra NVEs rapport Det svinger mer med fornybar strøm (s.10).

Døgnvariasjon i Norge



Figur 3 Døgnvariasjon for kraftforbruk, vannkrafttilsig, vindkraft på land og solkraft i Norge i prosent av gjennomsnittet. Figur fra NVEs rapport Det svinger mer med fornybar strøm (s.10).

Å tilføre kraftsystemet 8 TWh solkraft vil bidra til å forsterke energisikkerheten i Norge. Det er i sommermånedene at solkraftproduksjonen er størst. Samtidig så er det i denne perioden at forbruket er lavest. Dermed kan det være nødvendig at annen produksjon, hovedsakelig regulerbar vannkraft, kan flytte sin produksjon til et annet tidsrom for å fullt ut utnytte den ekstra tilførte mengden kraft.

Solkraft har en produksjonsprofil som styres av hvor høyt sola står på himmelen. Formen på produksjonsprofilen kan påvirkes ved å endre orientering og helning på solcellepanelene. Dette gjelder både formen på døgnprofilen og profilen over året, og gjør det mulig å flytte produksjonen til tider hvor nytten er større.

Siden produksjonen fra solkraft er tett knyttet til antall soltimer, vil bidraget fra solkraft på vinterstid være lavere enn på sommeren. Men allerede tidlig på våren vil solkraft kunne spille en viktigere rolle. Det norske kraftsystemet kan havne i en vårknipe, det vil si en situasjon med lave temperaturer som forsinker snøsmeltingen. Under slike perioder kan forbruket fortsatt være høyt som følge av lave temperaturer, og tilført solkraft vil dermed være et godt bidrag til å bedre energisikkerheten.

2.2 8 TWh solkraft gir liten påvirkning på kraftprisen

NVE har foretatt en forenklet sensitivetsanalyse av hvordan forsert utbygging av solkraft vil påvirke kraftpriser og produksjon av vannkraft i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5). Analysen har tatt



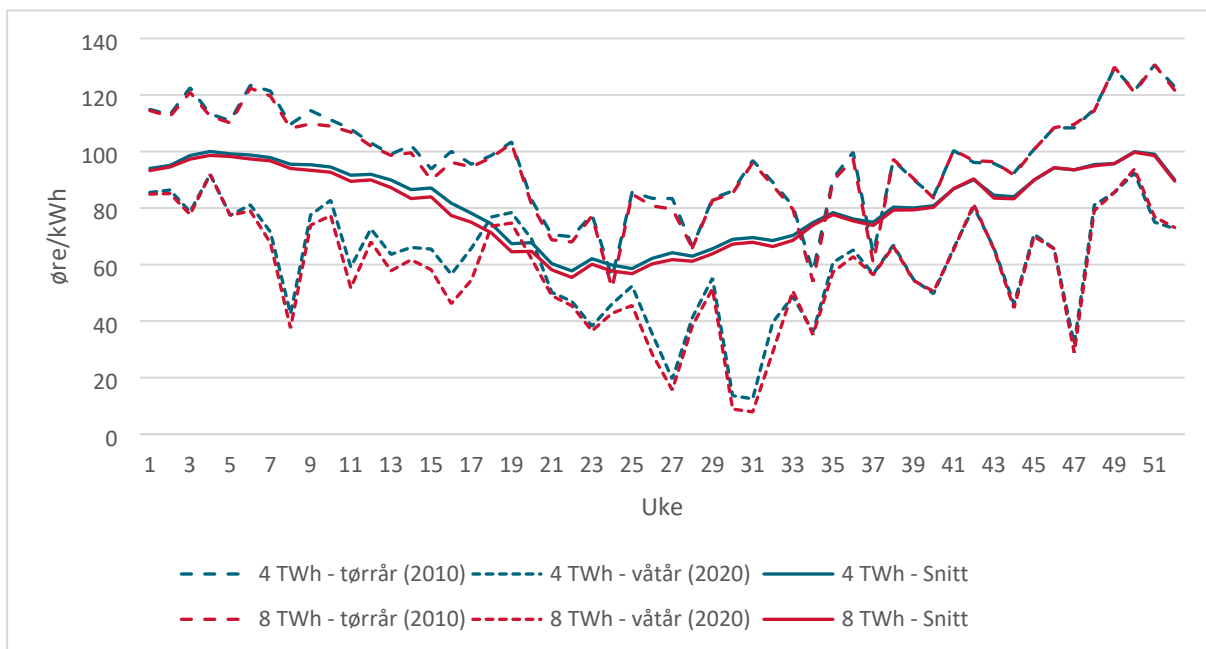
utgangspunkt i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023²³ for analyseåret 2030, og verktøyet som er brukt er kraftmarkedsmodellen Samnett. Vi kan dermed se hvilken retning priser og vannkraftproduksjon i det norske kraftsystemet endrer seg ved å øke mengden solkraft til 8 TWh sammenlignet med 4 TWh som ligger inne basisbanen til LA23.

Et mål om 8 TWh solkraft i Norge til 2030 kan nås både ved utbygging av takmonterte og bakkemonterte anlegg. Med tanke på ledetider og nettbegrensninger antar vi at det meste må komme som takmontert. Tak- og fasademonterte anlegg der kraften brukes til eget forbruk vil innebære at kraften forbrukes på samme sted som den produseres. Dermed har produksjonen mindre å si for belastningen på kraftsystemet enn produksjon som kun mates inn på nettet. Ny kraftproduksjon i et område kan også gi økt forbruk andre steder i nettet, som igjen kan påvirke kraftsystemet mer enn egenforbruk av produksjon. Egenforbruk av solkraft kan også påvirke forbruksprofilen, og periodevis avlaste systemet. Disse effektene har vi ikke gått i detalj på i denne analysen og vi har gjort en forenkling ved å holde forbruket uendret.

NVEs analyser viser at ved å øke mengden med solkraft til 8 TWh (sammenlignet med 4 TWh som ligger inne basisbanen til LA23) gir lite utslag på kraftprisene. Den gjennomsnittlige kraftprisen over året reduseres lite ved at solkraftproduksjonen øker til 8 TWh solkraft. Vi ser heller ingen store utslag i enkeltvårer som 2010 og 2020, som er eksempler på tørre og våte år.

Figur 4 viser hvordan 4 TWh mer solkraft påvirker kraftprisene over året i NO2. De heltrukne linjene viser snittpriser per uke over 30 værår, de grovstiplede viser ukesprisene i et tørrår (2010), mens de finstiplede viser ukesprisene i et våtår (2020). Med det kraftsystemet vi ser i 2030, vil en økt mengde solkraft kunne bidra til å trekke ned prisene på vår- og sommertid. Dette sammenfaller med de periodene av året hvor solkraftproduksjonen er størst, og hvor bidraget fra uregulert vannkraft kan være høyt. I tørre år kan økt mengde sol bidra til å senke prisene i ukene før snøsmeltingen starter, omkring uke 9.

²³ [NVE Rapport nr. 25/2023: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023: energiomstillingen – en balansegang](#)



Figur 4 Ukespriser i NO2 ved ulike mengder solkraft i Norge. De heltrukne linjene viser snittpriser per uke over 30 værår, de grovstiplede viser ukesprisene i et tørrår (2010), mens de finstiplede viser ukesprisene i et våttår (2020).

Oppnådd kraftpris viser hva kraftprodusenter i snitt får for kraften de selger til markedspris. Solkraft er den teknologien som får lavest oppnådd pris i modellen. Tabell 2 viser gjennomsnittlig kraftpris i 2030 og oppnådd kraftpris for ulike produksjonsteknologier fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2023. Dette indikerer at det er solkraft som er mest utsatt for en kannibaliseringseffekt, sammenlignet med de andre produksjonsteknologiene. Mer solkraftproduksjon vil presse kraftprisen ytterligere ned i perioder med sol, og dermed også gi lavere oppnådd pris til produsentene. Dette gjelder i hele Europa. Stor utbygging av solkraft i Europa gjør at prisene vil bli lave når solkraft produserer, noe som også gir lavere priser i Norge. Hvis solkraftanlegget har lagring i batterier, kan denne virkningen reduseres.

Produksjonsteknologi	Årlig pris [øre/kWh]	Differanse til snittpris [øre/kWh]
Gjennomsnittlig kraftpris i 2030	81,5	-
Regulerbar vannkraft	96	14,5
Landbasert vindkraft	79,3	-2,2
Uregulerbar vannkraft	72,1	-9,4
Solkraft	61,5	-20

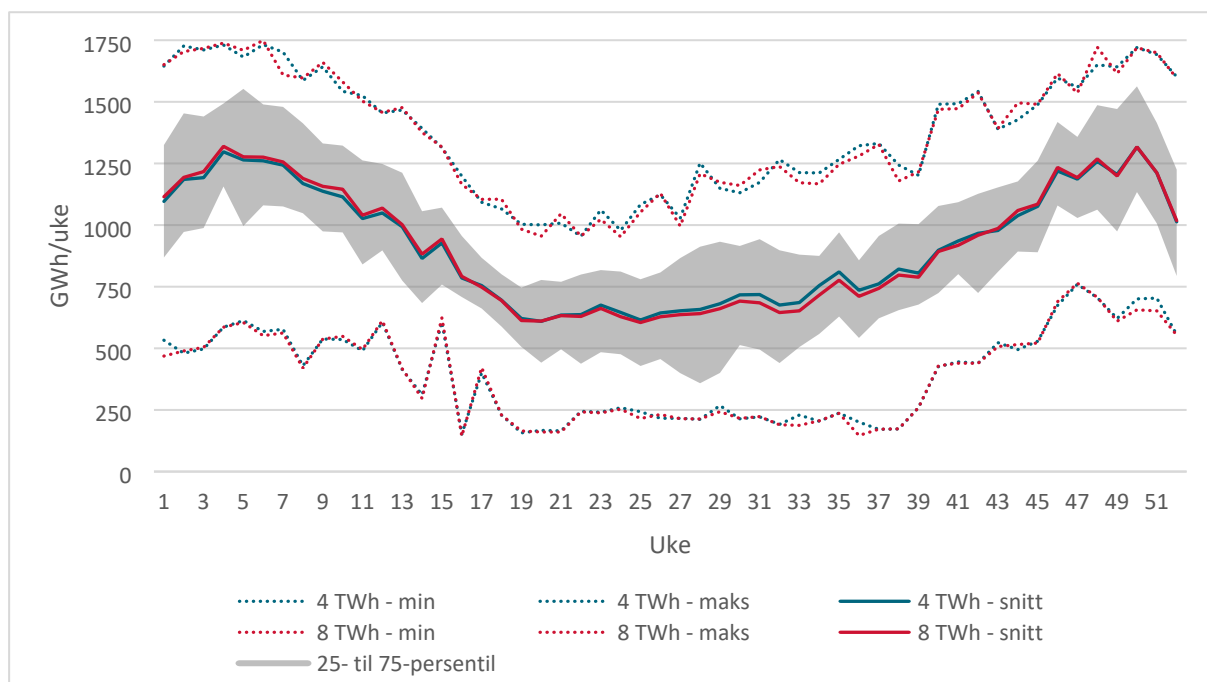
Tabell 2 Gjennomsnittlig kraftpris i 2030 og oppnådd kraftpris for ulike produksjonsteknologier fra Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023.

Økte mengder solkraft kan gi insentiver til å flytte vannkraftproduksjon til vinter og vår når behovet er større. Dette forutsetter at det er mulig å nedregulere produksjonen og at vannet kan lagres i magasiner. En andel av den norske vannkraftproduksjonen er i form av elvekraft, som ikke har vesentlig reguleringsevne og kan derfor i liten grad tilpasse produksjonen. Elvekraft har sitt



høyeste produksjonsvolum gjennom vår og sommer når vannføringen er høy etter snøsmeltingen. Da vil mye av den regulerbare kraftproduksjonen allerede være nedregulert.

Figur 5 viser hvordan produksjonsmønsteret for vannkraft i NO2 endrer seg i våre modeller, som følge av 4 TWh mer solkraftproduksjon i systemet. Det er en tendens til at produksjonen øker noe på vårparten når bidraget fra solkraftproduksjonen øker, mens produksjonen reduseres noe på sensommer og høst. Samtidig er virkningen liten i våre modeller. I sommerukene med mye solkraftproduksjon reduseres vannkraftproduksjonen noe når mengden solkraft øker. Ved å spare på vannet i sommerukene kan kraftproduksjonen være høyere gjennom vinteren og i ukene før snøsmeltingen. Mer av vannkraften kan dermed bli nyttiggjort i delene av året når kraftsystemet tradisjonelt er mest anstrengt. I NO1, som kun har en liten andel regulerbar vannkraft, ser vi mindre endringer i vannkraftproduksjon over året. For å få bedre forståelse av den samlede effekten av mer solkraft i systemet må det gjøres en mer detaljert og grundig analyse.



Figur 5 Vannkraftproduksjon per uke i NO2 ved ulike mengder solkraft i Norge. De heltrukne linjene viser snittproduksjon per uke over 30 værår. De stiplede linjene viser minimum og maksimum observasjoner innen hver uke. Det grå området viser utfallsrommet for halvparten av observasjonene

2.3 8 TWh solkraft gir utfordringer for systemdriften

Dette kapitlet er basert på NVEs egne erfaringer og vurderinger, samt innspill fra blant annet Statnett og workshop med nettselskapene Elvia, Glitre, Lede og Lnett.

Mer uregulerbar kraft i kraftsystemet

8 TWh solkraft vil gi en større andel uregulerbar kraftproduksjon, noe som vil utfordre systemdriften. Generelt vil hurtig variasjon i kraftproduksjon gjøre det mer utfordrende å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. Denne utfordringen vil forsterkes når andelen uregulerbar kraftproduksjon øker.

Både sol- og vindkraft responderer på momentane værskifter, men hastighetene i skiftene vil være noe ulike. Solkraft får et nokså brått fall i produksjonen dersom en sky passerer, mens et

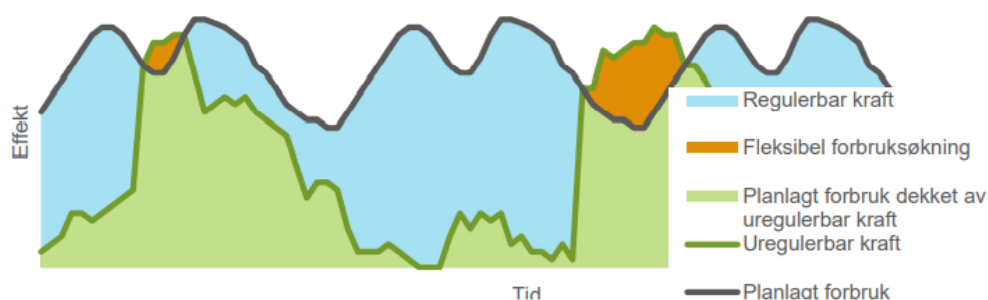


vindkraftanlegg responderer langsommere på endringer i vinden. Jo raskere slike endringer er i kraftproduksjonen, desto raskere responser må være tilgjengelig for å sikre god stabilitet og momentan balanse i systemet til enhver tid. Erfaringer fra andre land viser at det er vanskelig å lage gode prognoser for solkraft og drifte kraftsystemet deretter.

Balansering av kraftsystemet

Økende volumer med variabel kraftproduksjon gjør det mer krevende å balansere ut svingningene i kraftmarkedet, se Figur 6. Dersom det fortsatt er ubalanse mellom forbruk og produksjon etter døgn- og intradagmarkedet må systemansvarlig aktivere reserver som sikrer balanse.

Systemansvarlig må da betale aktører for å regulere produksjon eller forbruk opp eller ned. Med mer variabel kraftproduksjon og høyere kraftpriser enn det vi historisk har hatt, vil balansekostnadene kunne øke framover. Eksempelvis har Statnetts kostnader til sekundærreserver, eller automatiske frekvensgjenopprettingsreserver (aFRR), økt fra 38 millioner i 2020 til 1317 millioner i 2022. Årsaken til denne økningen er hovedsakelig høye kraftpriser og lavt kjøreønske som følge av lav magasinfylling hos leverandører av aFRR og at volumet som Statnett er forpliktet til å ha tilgjengelig har økt.²⁴



Figur 6 Regulerbar kraft og forbruksreduksjon må kompensere i perioder hvor uregulerbar kraft ikke dekker forbruket. Tilsvarende kan fleksibel forbruksøkning lagre overskuddskraft i perioder hvor produksjonen er høyere enn forbruket. Kilde Statnett

I dag er det i hovedsak vannkraft- og kjernekraftverk som innehar og leverer viktige egenskaper som er nødvendige for eksempelvis å kunne stabilisere frekvensen ved behov i det nordiske synkronområdet. Disse teknologiene leverer såkalt roterende masse/treghet til kraftsystemet. Roterende masse i kraftsystemet bidrar til å sikre systemstabilitet, ved at den roterende massen bremses hurtige endringer i frekvensen som oppstår ved feilsituasjoner.

Når kraftsystemet får en større andel omformerbasert kraftproduksjon som sol- og vindkraft, samt kraftoverføringer på HVDC-kabler vil det i perioder være mindre roterende masse i drift. Som konsekvens blir det mer utfordrende å sikre blant annet frekvens- og spenningsstabilitet i kraftsystemet. De fleste store synkrongeneratorene i vannkraftverk bidrar med roterende masse når de produserer kraft. Dermed vil det bli behov for å finne flere teknologiske løsninger for å løse ulike stabilitetsutfordringer vi står overfor i kraftsystemet fremover.

²⁴ [RME Rapport 4/2023: Driften av kraftsystemet 2022 \(nve.no\)](https://nve.no/rapport/2023/4/rme-rapport-4-2023-driften-av-kraftsystemet-2022)



Mer forbruk som dekkes av uregulerbar kraftproduksjon kan gi strammere effektbalanse

Nytt forbruk skal fremover i større grad dekkes av mer uregulerbar kraftproduksjon. Dersom forbruket er lite fleksibelt, vil dette i perioder kunne gi en strammere effektbalanse. Effektbalanse handler om å ha tilstrekkelig kapasitet med kraftproduksjon tilgjengelig til enhver tid for å dekke forbruket. Vi må ha nok tilgjengelig effekt fra regulerbar kraftproduksjon til å dekke forbruket, også når det ikke blåser eller er sol. Eller vi må ha fleksibelt forbruk som kan koble ut slik at forbruket reduseres og vi er i balanse. Per i dag har vi tilstrekkelig regulerbar vannkraftproduksjon tilgjengelig i systemet for å dekke effektbehovet i Norge, men kun om få år forventer vi at dette ikke lenger er tilfelle. Statnett og NVE mener Norge oftere kan få perioder med knapphet på effekt, hvor vi er avhengig av import for å dekke etterspørselen. Våre vurderinger er utdypet i NVEs rapport *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030*²⁵.

Dersom et mål om 8 TWh solkraft nås i 2030 vil det bety en installert effekt på ca. 10 GW. Dette vil komme i tillegg til de om lag 42 GW som vi antar vil være installert effekt av andre produksjonsteknologier i 2030. Siden behovet for effekt er størst på kalde vinterdager, når tilgangen på sol er begrenset, er det kun en svært liten andel av den installerte effekten som vil kunne bli nyttiggjort i en slik situasjon. Med andre ord vil en stor økning av installert effekt fra solkraft i liten grad bidra til å styrke effektbalansen når behovet normalt er størst.

Til sammenligning vil energieffektivisering i bygg bidra til å redusere behovet for kraft på vinterstid, siden dette i stor grad innebærer å redusere energibehov til oppvarming. Dette vil igjen kunne bidra til lavere effektbehov på den tiden av året hvor effektsituasjonen i kraftsystemet normalt er mest anstrengt. Hvorvidt dette bidrar positivt til effektbalansen avhenger av om det påvirker magasindisponeringen til vannkraftprodusenter.

Virkinger for kraftsystemet på lokalt nivå

Til nå har større produksjonsanlegg i form av vann- og vindkraftverk vært anlegg tilknyttet regional- og transmisjonsnett. Disse kraftverkene produserer så store mengder kraft at det må leveres til nett med høyt spenningsnivå. Utbygging av store mengder mindre uregulerbare anlegg, som solkraftanlegg, vil levere kraft til lavspent- og distribusjonsnett (opp til og med 22 kV). Nett i boligområder har lite produksjon i dag. Dette vil bidra til å endre dynamikken i kraftsystemet ved at nett som historisk er utviklet for å forsyne forbruk blir brukt til å mate inn produksjon.

Solkraftanlegg er normalt små anlegg på boligbygg og yrkesbygg, som primært vil dekke eget forbruk i byggene. Hvert enkelt solkraftanlegg utgjør dermed lite kraftproduksjon i et kraftsystemperspektiv, men mange anlegg til sammen i et geografisk mindre område kan ha større virkning. Et momentant bortfall av en større mengde produksjon ved for eksempel et værskifte, kan utgjøre en stor utfordring for driften av kraftsystemet lokalt. Samtidig kan det også bli utfordringer når flere i samme område produserer mer enn de forbruker, slik at det er forholdsvis mye kraft som leveres til nettet samtidig.

Nettselskapene dimensjonerer nettanlegg med en antakelse om at ikke alle kunder benytter seg av hele sin installerte kapasitet samtidig. Nettet er normalt dimensjonert for å ha et maksimalt samtidig forbruk på 40-80 prosent (samtidighetsfaktor). Samtidighetsfaktoren vil være avhengig av hva slags forbruk og produksjon som er tilknyttet. Solkraftanlegg i samme område vil ha samme solforhold og vil kunne produsere maksimalt til samme tid. Dette gir høy grad av samtidighet.

²⁵ [NVE Rapport](#)



Nettet har typisk lavest kapasitet når solkraftproduksjonen er størst, på dagtid midt på sommeren. Årsaken til dette er at kapasiteten på kraftledningene er avhengig av temperatur. Høye temperaturer på kraftledningene gir lavere overføringskapasitet. Om levert kraft fra solkraftanlegg fører til at kapasiteten til det lokale nettet overstiges, vil det gi lokale utfordringer i nettet som overspenninger.

2.4 Tiltak for å redusere negative virkninger for kraftsystemet

NVE har følgende forslag til løsninger som kan bidra til å sikre god systemdrift med økende andel uregulerbar kraftproduksjon:

Fleksibilitetsløsninger

Ulike fleksibilitetsløsninger vil kunne bidra til å redusere virkningen av økende volumer med variabel kraftproduksjon. Det vil være behov for løsninger som bidrar på kort sikt, men også løsninger som kan bidra mer på sesongbasis.

Fleksibelt forbruk som kan flyttes til andre tidspunkt nært i tid vil bidra til å balansere ut kraftproduksjon og forbruk. Eksempelvis kan dette være varmtvannsberedere, fleksibel elbillading eller batterier. I tillegg vil noen av disse teknologiene kunne bidra med frekvens- og spenningsstøtte, og da særlig i lokale nett.

Mer produksjon som kan opp- og nedreguleres raskt

I tillegg til mer fleksibelt forbruk vil det også være et behov for mer produksjon som raskt kan opp- og nedreguleres. Effekttutvidelser i norske vannkraftverk vil være viktige for å dekke effekttopper. I perioder med mye uregulerbar produksjon vil det være nyttig å utnytte pumpekraftverk til å avlaste nettet, ved at vann kan lagres til bruk i andre perioder hvor behovet for kraft er større.

Begrense innmatingsretten til kunden

Nettet er ofte ikke dimensjonert for en praksis der flere nettkunder mater inn kraft tilsvarende hovedsikringen på samme tid. Hvis innmating tilsvarende hovedsikringen krever nettoppgraderinger, er det i dag ikke anledning til å kreve anleggsbidrag for disse oppgraderingene. Kostnadene må derfor fordeles på alle nettkunder. RME er ansvarlig for regelverket om anleggsbidrag.

Dynamisk struping av produksjonsanlegg

For områder med svake nett kan lokale spenningsutfordringer løses med struping av produksjonsanlegget i perioder hvor lokal kraftproduksjon skaper utfordringer i kraftnettet. Ved å kunne strupe solkraftanlegg i timer med ubalanse mellom produksjon og forbruk, vil man kunne unngå dyre investeringer i nettet og legge til rette for mer solkraft innenfor de begrensningene som nettet gir. Denne fordelingen må måles opp mot blant annet tapt kraftproduksjon og tapte inntekter for kraftprodusenten. Innføring av dynamisk struping kan kreve endring av energiregelverket.

Produksjonen tilpasses til det beste for kraftsystemet

Som også nevnt under virkemidler i kapittel 1.7 vurderer NVE det som ønskelig at det gis insentiver til å tilpasse produksjonsprofilen til solkraft slik at de negative virkningene på kraftsystemet blir minst mulig. Tak- og fasademonterte anlegg som fortrinnsvis skal dekke eget forbruk vil være fordelaktig. Anlegg som er tilpasset slik at mer av produksjonen kommer vår og høst vil være



positivt, da hver kraftenhet vil ha en større nytte. Vinkling av panelene og montering av paneler på fasaden vil bidra til å utnytte større andel av døgnet og sesongen.

2.5 NVEs vurdering av virkningene av å nå et mål om 8 TWh solkraft innen 2030

NVE vurderer at 8 TWh solkraft vil være med på å styrke kraftbalansen i Norge. Det er imidlertid kun en liten andel av den installerte kapasiteten som vil styrke effektbalansen om vinteren, når kraftsituasjonen i Norge som regel er mest anstrengt. NVEs analyse viser at økt solkraftproduksjon i systemet har liten virkning på gjennomsnittlige årlige kraftpriser, men kan gi bidrag tidlig på våren når behovet for kraftproduksjon kan være høyt. Dette gjelder spesielt i vårknioper der lave temperaturer gir forsinket snøsmelting og samtidig høyt forbruk.

Mer uregulerbar kraftproduksjon vil gi driftsutfordringer for kraftnettet. Det vil blant annet bli økt behov for reserver for å balansere produksjon og forbruk. NVE vurderer at 8 TWh solkraft gir økt behov for tiltak som reduserer de negative virkningene for kraftsystemet. Fleksibelt forbruk, energilagring og effektutvidelser av vannkraftverk er tiltak som vil være med på styrke evnen til opp- og nedregulering. NVE anbefaler at Statnett som systemansvarlig ser nærmere på konsekvenser av og virkemidler for å håndtere 8 TWh solkraft i det norske kraftsystemet.



DEL II

3 NVE anbefaler effektgrense på 5 MW for konsesjonsplikt for solkraftproduksjon

Konsesjonsplikten for solkraft er i dag knyttet til om anlegget utløser nødvendig etablering av høyspenningsanlegg for å få kraften ut på nettet. For å tilrettelegge for utbygging av mer solkraft, mener NVE det vil være hensiktsmessig med en ny og tydeligere grense for konsesjonsplikt. Bestemmelser om konsesjonsplikt kan utformes på ulike måter. Konsesjonsplikten kan være knyttet til egenskaper ved det planlagte anlegget som for eksempel installert effekt. Konsesjonsplikten kan også være basert på skjønn, der en vurdering av virkningene avgjør om anlegget er konsesjonspliktig.

3.1 Utforming av effektgrense

Vurdering av om effektgrensen bør angis i MWp eller MW

Ved fastsettelse av en effektgrense, må det tas stilling til hvilken enhet grensen skal settes i. Et solkraftanleggs ytelse i MWp viser til likestrømseffekten under standard testforhold. Enheten MWp knyttes gjerne til solkraftanleggets størrelse i areal. Solkraftanleggets ytelse i MW viser som regel til maksimal vekselstrømseffekt, og sier noe om hvor mye kraft som kan leveres til nettet. Enheten MW knytter seg derfor i større grad til solkraftanleggets virkninger for kraftsystemet. Ettersom solkraftanlegg sjelden oppnår installert likestrømseffekt, er det for tiltakshavere rasjonelt å underdimensjonere vekselretterkapasiteten i anlegget. Ut fra NVEs erfaring overstiges ikke forholdet mellom MW og MWp 1:1,5. NVE viser imidlertid til at for eksempel batterier kan bidra til større differanse mellom effekt matet til nettet målt i MW og installert effekt målt i MWp.

I valget mellom om effektgrensen skal settes i enheten som er mest knyttet til virkninger for kraftsystemet eller arealbeslaget, vurderer NVE at effektgrensen bør settes i enheten som i størst grad knytter seg til virkninger for kraftsystemet. En effektgrense i MW vil også egne seg best for å treffe bakkemonterte solkraftanlegg, som i motsetning til takmonterte anlegg, i stor grad vil være direkte knyttet til kraftnettet. NVE mener også at det er enklere at det benyttes samme enhet på tvers av ulike teknologier. På dette grunnlaget anbefaler NVE at effektgrensen angis i MW.

Vurdering av størrelsen på effektgrensen

NVE observerer at et bakkemontert solkraftanlegg i gjennomsnitt krever 10-15 dekar per MWp. Arealbeslag for anlegg med installert effekt på 5 MW (tilsvarer ca. 7,5 MWp) vil etter en slik forutsetning minimum være på rundt 75 dekar. Spørsmål om arealbruk blir i Norge som hovedregel håndtert lokalt gjennom kommunenes plan- og reguleringsarbeid. Det største takmonterte anlegget i landet er like under 5 MWp²⁶, og vil ikke bli rammet av vår foreslåtte effektgrense. Disse anleggene er også blitt behandlet av kommunen.

Anlegg som ikke omfattes av konsesjonsplikten etter energiloven, vil trenge tillatelse etter plan- og bygningsloven. Etter NVEs vurdering vil mindre solkraftanlegg være egnet for behandling etter plan- og bygningsloven ettersom arealbruken og virkningene i stor grad sammenfaller med virkningene av annen arealbruk som kommunene normalt vurderer. Dette gjelder også for tak- og fasademonterte anlegg på bygninger med tillatelse etter plan- og bygningsloven. Det er imidlertid

²⁶ [Norges 10 største solcelleanlegg på bygg i 2023 - Solenergiklyngen](#), sett 29.1.2024.



viktig å være klar over forskjellene i lovverkene. Det finnes vilkår som kan settes etter energiloven som plan- og bygningsloven ikke åpner opp for. Solkraftanlegg som ikke skal behandles etter energiloven, vil etableres etter andre krav og vilkår enn det som NVE setter i anleggskonsesjoner. Samtidig vil en anleggskonsesjon gi NVE mulighet til blant annet å følge opp anleggsarbeidet på samme måte som andre energianlegg.

NVE mener det vil være bedre bruk av egne ressurser å håndtere saker over 5 MW. Da vil NVE kunne bruke ressurser på mer kompliserte og konfliktfylte saker. Vi oppfatter også at føringene i departementets oppdrag og i Stortingets vedtak om å «fjerne regulatoriske hindre for energiproduksjon» peker mot en grense på 5 MW. Etter en samlet vurdering av virkninger for kraftsystem, miljø og samfunn og med hensyn til vilkår som settes i anleggskonsesjoner, mener derfor NVE at grensen bør settes til 5 MW.

Med en grense på 5 MW vil det kunne bli en rekke konfliktfylte saker lokalt, særlig knyttet til arealbruk. Disse må da håndteres gjennom kommunens organer og prosesser. Det er også risiko for at det kan bli utfordringer i kraftnettet lokalt, noe som vil måtte håndteres av de lokale nettselskapene. NVE anser forslag om utvidet tilknytningsplikt for produksjon opp til 22 kV som en viktig forutsetning for denne anbefalingen.

3.2 Vurdering av å innføre ordning med konsesjonsplikt

NVE er bedt om å vurdere en lov- og forskriftsendring som innebærer å innføre bestemmelser som gir konsesjonsmyndighetene adgang til å unnta mindre konsesjonspliktige anlegg på industri- og næringsarealer (grå arealer) fra konsesjonsplikt.

Konsesjonsplikt

Vannressursloven § 18 åpner for at vassdragsmyndigheten kan gjøre en forhåndsvurdering av om et vannkraftverk er konsesjonspliktig etter § 8. Dette er en skjønnsmessig vurdering, der det vurderes om tiltaket kan føre til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser knyttet til vassdraget. NVE vurderer kun ulempene ved tiltaket, ikke eventuelle positive konsekvenser som følger av tiltaket. Prosessen innebærer at tiltakshaver sender en melding til NVE, som normalt sender denne på høring til relevante høringsparter. NVEs vurdering av konsesjonsplikt er et enkeltvedtak. Konsesjonsplikt

utredningen er en avklaring om videre saksbehandling skal foregå etter vannressursloven, eller andre relevante lovverk, for eksempel plan- og bygningsloven.

Det fremgår i oppdraget at konsesjonsplikt

utredningen skal være begrenset til å gjelde «mindre konsesjonspliktige anlegg». Med dette forstår NVE at ordningen skal gjelde anlegg som er over grensen for konsesjonsplikt, men samtidig under et øvre tak. Dette taket må være relativt lavt, da anlegget skal anses som «mindre». Gjeldende grense for konsesjonsplikt for vindkraft er 1 MW og opp til og med fem vindturbiner, mens NVE i dette dokumentet anbefaler å innføre effektgrense på 5 MW for solkraft.

Etter forskrift om konsekvensutredninger er grensen for meldeplikt for vindkraftanlegg 10 MW. NVE har i innspill til høring av endringer i forskrift om konsekvensutredninger foreslått at meldeplikt for solkraftverk settes til 15 MWp. På lik måte som for foreslått effektbasert konsesjonspliktgrense, mener NVE det er hensiktsmessig at konsesjonsplikten angis i MW (AC). NVEs erfaring er at 15 MWp tilsvarer i størrelsesorden fra 10 inntil 15 MW (AC). På denne bakgrunnen vurderer NVE at solkraft- eller vindkraftanlegg opp til og med 10 MW kan anses som «mindre».



Det fremgår i oppdraget at konsesjonspliktavurderingen skal være begrenset til å gjelde anlegg som er planlagt på «industri- og næringsarealer (grå arealer)». NVE vurderer at det er vanskelig å finne en entydig angivelse av hvilke arealer som inngår i denne avgrensningen. NVE vurderer derfor at en ordning med konsesjonspliktavurdering bør innebære en skjønnsmessig vurdering av om anlegget er planlagt på et industri- eller næringsareal.

Under henvisning til formålet i energiloven vurderer NVE at en konsesjonspliktavurdering bør inneholde vurderinger av hensynet til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet, samt anleggets virkninger for allmenne og private interesser.

NVEs vurdering av å innføre en ordning for konsesjonspliktavurdering

En konsesjonspliktavurdering vil være en prosess som avgjør om den videre behandlingsprosessen for anlegget skal foretas som konsesjonsbehandling i NVE eller av kommunen i medhold av plan- og bygningsloven. Med en effektgrense på 5 MW for solkraftanlegg vil ordningen kun gjelde anlegg mellom 5 og 10 MW. NVE vurderer det er lite effektivt at solkraftanlegg i denne størrelsen gjennomgår en konsesjonspliktavurdering før tiltaket behandles videre av NVE eller kommunen. NVE vurderer det som mer effektivt å gå rett på konsesjonssøknad til NVE. For anlegg med antatt små virkninger for allmenne og private interesser, vil NVE kunne tilpasse behandlingen innenfor energilovens rammer.

Siden gjeldende grense for konsesjonsplikt for vindkraft er 1 MW, vil i utgangspunktet flere anlegg kunne omfattes av eventuell konsesjonspliktordning. Etter NVEs erfaring kan vindkraftanlegg gi virkninger over større avstander og virkninger som det krever ekspertkunnskap for å vurdere. Eksempler er iskast, skyggekast og støy. Dette tilsier at behandlingen av vindkraftverk av noe størrelse bør legges til NVE. I tillegg opplever NVE lite interesse for å bygge småskala vindkraft på næringsarealer.

Samlet sett vurderer NVE at en ordning med konsesjonspliktavurdering vil føre til mer tidkrevende prosesser. NVE vurderer at dette ikke er i tråd med et ønske om mer effektiv behandling av ny fornybar kraftproduksjon etter energiloven. NVE vurderer videre at en ordning gir lite forutsigbarhet og kan være vanskeligere å praktisere. Samtidig vil det kreve mer ressurser fra NVE. NVE anbefaler på dette grunnlaget ikke å innføre en ordning med konsesjonspliktavurdering for vind- og solkraftanlegg.

3.3 Utvidet tilknytningsplikt en forutsetning ved innføring av effektgrense

NVE vurderer at utvidet tilknytningsplikt for tilknytning av produksjon opp til og med 22 kV er en sentral forutsetning for innføring av effektgrensen, jf. NVEs brev til Energidepartementet 7.6.2023. Utvidet tilknytningsplikt innebærer at det lokale nettselskapet (områdekonsesjonær) får plikt om å bygge ledning frem til kraftverket. Uten utvidet tilknytningsplikt må solkraftaktøren i mange tilfeller søke konsesjon for ledningen. Det vil være en begrenset gevinst at de minste solkraftanleggene unntas fra konsesjonsbehandling dersom NVE likevel må behandle nettilknytningen for anlegget.

4 NVEs vurdering av planavklaring for konsesjonspliktige solkraftanlegg

NVE er bedt om å vurdere om det er spesielle forhold ved bakkemonterte solkraftanlegg eller teknologien som innebærer at de vedtatte reglene for planbehandling av vindkraftverk er uegnede bakkemonterte solkraftanlegg, eller om de uten videre kan gjøres gjeldende.



NVE viser til at formålet med regelverksendringen for vindkraft hovedsakelig var begrunnet i å styrke kommunens rolle i planlegging og behandling av solkraftanlegg. NVE mener at planavklaring etter plan- og bygningsloven av bakkemonterte solkraftanlegg i forkant av et konsesjonsvedtak, kan bidra positivt til økt medvirkning og lokal forankring av solkraftprosjektene. Samtidig ser vi en risiko for at de foreslåtte endringene kan bli en regulatorisk barriere for solkraftutbygging.

Vår foreløpige erfaring med de nye reglene for vindkraft, er at konsesjonsprosessene blir mer komplekse og mer tidkrevende, ved at sakene skal behandles etter to lovverk av to myndigheter. Som NVE har spilt inn tidligere når det gjelder vindkraft²⁷, forventer vi at endringene vil føre til lengre saksbehandlingstid og mindre oversiktlige prosesser. Vi forventer at virkningene vil bli tilsvarende for bakkemonterte solkraftanlegg. Graden av ekstraarbeid og forsinkelser vil henge sammen med eventuelle beslutninger knyttet til rutiner for små anlegg.

NVE forventer at bakkemonterte solkraftanlegg i større grad enn vindkraftverk vil omsøkes nær eksisterende bebyggelse. Slike anlegg kan derfor oftere enn vindkraftverk bli plassert i områder som allerede er omfattet av vedtatte reguleringsplaner etter plan- og bygningsloven. Dette kan medføre utfordringer i koordineringen av plan- og konsesjonsprosessen og føre til mindre fleksibilitet for tiltakshavere i å utvikle gode prosjekter.

Dersom det vedtas liknende regler for solkraftanlegg som 1.7.2023 ble innført for vindkraftverk, mener NVE det er avgjørende at det lages god veiledning til alle aktørene som skal delta i prosessene. Dette for å sikre at den praktiske gjennomføringen i minst mulig grad blir en barriere mot mer effektive prosesser, og å redusere usikkerheten for hvordan fremgangsmåten i den enkelte sak bør være.

5 NVE anbefaler ikke fritak fra konsesjonsplikt for lavspenningsnett

NVE er bedt om å vurdere et midlertidig eller tidsbegrenset fritak fra konsesjonsplikten for lavspenningsnett (nett under 1000 V)²⁸. Hensikten er å gjøre det lettere å etablere lavspenningsledninger til nabobygg for salg av kraft.

NVE mener at konsesjonsplikten for lavspenningsnett bør beholdes som i dag.

Innføringen av konsesjonsplikt for lavspenningsnett og utvidelsen av områdekonsesjonsordningen²⁹ i 2010 medfører at nettselskap med områdekonsesjon har monopol på å bygge, eie og drive lavspenningsnett frem til hver kunde. Begrunnelsen var at dette vil gi de beste tekniske løsningene, og at man unngår uheldige virkninger som parallelle nett og innlåsing av kunder. Samtidig sikrer det dekkingen av kostnadene i det felles kraftnettet. NVE vil i tillegg trekke frem stordriftsfordelene som følger av nettselskapene har monopol på å bygge, eie og drive nett i sitt geografiske område.

NVE mener at de nevnte hensynene er grunnleggende forutsetninger for et samfunnsmessig rasjonelt kraftsystem. NVE vurderer at hensynene er like aktuelle i dag som da konsesjonsplikten ble innført. NVE frykter at fjerning av konsesjonsplikten vil medføre mindre effektiv nettoutvikling, som i mindre grad legger opp til å sikre kundenes rettigheter og på lengre sikt vil gi høyere

²⁷ «Høringssvar fra NVE - Kommunal- og distriktsdepartementet og Olje- og energidepartementet - Forslag til endringer i energiloven og plan- og bygningsloven knyttet til vindkraftanlegg på land» datert 16.02.2023

²⁸ I samråd med RME, i deloppdrag 1: Kartlegge og vurdere rammevilkårene for lokal energiproduksjon og – lagring og foreslå endringer ved behov.

²⁹ [Områdekonsesjon - NVE](#)



kostnader. NVE vurderer at eventuelle løsninger for salg av kraft til nabobygg bør skje gjennom virtuelle delingsløsninger.

6 Vurdering av behov for lov- og forskriftsendringer som følge av NVEs anbefalinger

Anbefalingene i dette notatet vil kreve lov- og forskriftsendringer for å bli gjennomført. Under følger en foreløpig vurdering av behovet. Forslag til endringer følger i vedlegg 1. Listen er ikke endelig og NVE gjør oppmerksom på at det må ytterligere vurderinger til for å komme frem til de endelige behovene. Dersom man går videre med disse forslagene, sendes de på offentlig høring av Energidepartementet før de blir vedtatt. NVE kommer bare med forslag til formulering av effektbasert konsesjonspliktgrense og opplysningsplikt.

6.1 Effektbasert konsesjonspliktgrense

Det følger av energiloven § 3-1 første ledd at anlegg for produksjon av kraft ikke kan bygges, eies eller drives uten konsesjon. Etter energiloven § 3-1 annet ledd fastsetter departementet ved forskrift hvor høy spenning eller installert effekt et elektrisk anlegg skal ha for at anlegget skal være konsesjonspliktig. Det er derfor innenfor lovens ordlyd å fastsette en effektgrense for solkraftanlegg. For å knytte konsesjonspliktgrensen for solkraftanlegg til en effektgrense, er det nødvendig å endre energilovforskriften § 3-1.

NVE ser også behov for en tydeligere struktur og noen språklige endringer i energilovforskriften § 3-1. Vi foreslår derfor at konsesjonspliktgrense og opplysningsplikt skilles i to bestemmelser. Det gjelder både for dagens bestemmelse om vindkraftanlegg og for forslaget til ny bestemmelse om solkraftanlegg. Disse endringene er ikke ment å medføre materielle endringer.

Forslaget til endring er inntatt nedenfor.

6.2 Opplysnings- og rapporteringsplikt

For konsesjonspliktige anlegg har NVE myndighet til å stille vilkår i konsesjonen om rapportering og opplysningsplikt, jf. energiloven § 3-5. Etter energiloven § 10-1 første og tredje ledd kan departementet gi de pålegg som er nødvendige for gjennomføring av bestemmelser i loven og enhver plikter å gi departementet de opplysninger som er nødvendige for utøvelsen av myndigheten. En plikt til jevnlig rapportering krever imidlertid klar hjemmel i lov.

For NVE er det som energi- og konsesjonsmyndighet viktig å ha samlet oversikt over antall og lokalisering av de sol- og vindkraftanlegg som er bygget – også de som ikke er konsesjonspliktige. For vindkraftanlegg uten konsesjonsplikt (som behandles etter plan- og bygningsloven), foreligger det i dag en plikt om å opplyse om når anlegget har fått endelig tillatelse³⁰.

NVE anbefaler at det bør gjelde tilsvarende opplysningsplikt for solkraftverk på land som ikke er konsesjonspliktige, og at tiltakshaver får plikt til å sende inn opplysninger til NVE om anlegget. For NVE er det blant annet relevant å ha opplysninger om anleggets installerte effekt, idriftsettelse, kostnader, kartfiler og resultater fra eventuelle undersøkelser.

Forslaget til endring er inntatt nedenfor.

³⁰ Jf. energilovforskriften § 3-1 annet ledd siste punktum



6.3 Overgangsregler ved innføring av effektbasert konsesjonspliktgrense

Ved å innføre en effektbasert konsesjonspliktgrense på 5 MW, vil det være anlegg som tidligere var omfattet av konsesjonsplikten, som ikke lenger vil være konsesjonspliktige. Utgangspunktet er at lover ikke gis tilbakevirkende kraft, og konsesjoner gitt etter tidligere regelverk vil fortsatt gjelde. Det vil derfor være behov for overgangsregler for å sikre forutsigbarhet. Særlig gjelder det konsesjonssaker som ved en eventuell innføring av en konsesjonspliktgrense på 5 MW allerede er sendt til NVE.

6.4 Utvidet tilknytningsplikt

Plikten til tilknytning av kraftproduksjon følger av energiloven § 3-4 a og NEM § 3-3. Utvidet tilknytningsplikt til områdekonsesjonærer vil antakelig kreve en endring av nevnte bestemmelser.



Vedlegg

Vedlegg 1: Forslag til forskriftsendringer

Vi foreslår at energilovforskriften § 3-1 annet ledd skal lyde:

Vindkraftanlegg på land *er ikke konsesjonspliktig* når den installerte effekten i anlegget er inntil 1 MW. Omfatter vindkraftanlegget til sammen mer enn fem vindturbiner, foreligger det likevel konsesjonsplikt etter første ledd. Norges vassdrags- og energidirektorat kan i tvilstilfeller avgjøre hvorvidt konsesjonsplikt foreligger.

Vi foreslår at energilovforskriften § 3-1 nytt tredje ledd skal lyde:

Et solkraftanlegg på land er ikke konsesjonspliktig når den installerte effekten i anlegget er inntil 5 MW.

Vi foreslår at energilovforskriften ny § 3-1 a skal lyde:

§ 3-1 a. Opplysnings- og rapporteringsplikt

Eier av anlegg uten konsesjonsplikt skal rapportere til Norges vassdrags- og energidirektorat tidspunkt for når anlegget har fått endelig tillatelse etter plan- og bygningsloven.

Konsesjonær for konsesjonspliktige anlegg og eier av anlegg etter forskriften § 3-1 annet ledd og [nytt] tredje ledd skal oversende til Norges vassdrags- og energidirektorat opplysninger om

- a) anleggets installerte effekt,
- b) dato for anleggets idriftsettelse,
- c) anleggets investerings-, drifts- og vedlikeholdskostnader,
- d) digitale kartfiler og
- e) resultat fra eventuelle for- og etterundersøkelser.



Vedlegg 2: Kartlegging av rammevilkår

Vedlegg 2 inneholder en kartlegging av rammevilkår for lokal energiproduksjon og -lagring. Det er ikke gjort en vurdering av disse. Rammevilkår er ytre forhold som stiller krav til eller legger begrensninger på hvordan en virksomhet eller aktivitet skal drives. Man skiller gjerne mellom økonomiske eller juridiske rammevilkår.

- Kapittel 1 omtaler økonomiske rammevilkår, som omfatter blant annet markedsmessige betingelser, skatter, avgifter, nettariffer, avskrivningsregler og støtteordninger. De økonomiske rammevilkårene vil være ulike for ulike type aktører.
- Kapittel 2 omtaler juridiske rammevilkår, som omfatter reguleringer gitt i lover og forskrifter. De setter blant annet rammer for hva som er tillatt, hvilke tillatelser som trengs og krav til utførelse. Reguleringer kan også påvirke lønnsomheten av et tiltak.

Flere av rammevilkårene reguleres av regelverk som ikke håndheves av NVE. Vår omtale av skatter og avgifter er ikke kvalitetssikret av Skatteetaten og kan inneholde feil.

1 Økonomiske rammebetingelser

1.1 Markedsmessige betingelser

1.1.1 Kraftpriser

Kraftpriser er en viktig driver for lønnsomheten i lokal energiproduksjon og -lagring. Det kan være store svingninger i kraftprisen, og det er flere forhold som påvirker tilbudet og etterspørselen etter kraft. Tilbudet av kraft påvirkes av mange usikre faktorer som nedbør og tilsig, vind, sol, CO₂- og brenselspriser.

Kraftetterspørselen i husholdninger og tjenesteytende næringer påvirkes i stor grad av temperatur (årstid), siden mye strøm brukes til oppvarming. Etterspørselen følger ellers relativt faste forbruksmønstre over døgnet, gjennom uka og sesonger. Dette gjør at kraftprisen varierer gjennom døgnet, mellom sesonger og mellom år. Lav forutsigbarhet bidrar til usikkerhet om lokal energiproduksjon vil være lønnsom. Det har også stor betydning hva kraftprisen er i det aktuelle prisområdet i de timene man har lokal energiproduksjon, og hvor fleksibelt forbruk man har.

Når det gjelder energilagring, avhenger lønnsomheten av variasjonen i kraftprisene. Ved prisbunner kan man for eksempel lade opp et batteri, for deretter å bruke strømmen selv eller selge når prisen er høyere. Jo større svingninger i pris, desto mer lønnsomt blir energilagring. På denne måten får man samlet sett en lavere gjennomsnittspris for eget forbruk, og en høyere pris for egenproduksjonen, enn uten lagring.

1.1.2 Strømvtaler

De aller fleste lokale energiprodusenter og prosumenter bruker en kraftleverandør for å kjøpe og selge strøm, som igjen handler kraft på strømmarkedet Nord Pool for videresalg til sine kunder. Ulike kraftleverandører kan ha ulike avtaler som påvirker lønnsomheten i lokal energiproduksjon og -lagring.



1.1.3 Investeringskostnader og andre kostnader

Solkraft

Investeringskostnadene har stor innvirkning på om teknologier for lokal energiproduksjon er lønnsomme eller ikke. Det er skalafordeler av å bygge større bakkemonterte solkraftanlegg enn mindre solkraftanlegg på hustak eller fasader. Unntaket er hvis man ønsker å leie ut takareal for å installere solkraftanlegg. Slike leieavtaler blir stadig vanligere, og flere sektorer forteller om et økende antall aktører som kjøper opp retten til å montere solkraftanlegg på takareal.

For alle typer anlegg er de fysiske komponentene som solcellemoduler, vekselrettere, monteringsystemer og elektrisk utstyr og kabler en stor del av kostnaden. I tillegg kommer installasjonsarbeid, prosjektering og transport. I utgangspunktet vil skalafordeler gjøre at monteringsarbeid blir en mindre del av kostnaden for større anlegg. Større anlegg kan imidlertid kreve mer ressurser til prosjektering og planlegging. I boligmarkedet er kostnadene fortsatt høye, blant annet på grunn av behovet for skreddersøm og en ofte kompleks montering³¹.

Siden solcellepanel og andre komponenter omsettes i utenlandsk valuta og må importeres, kan svekkelsen i kronekursen de siste årene ha påvirket innkjøpsprisene på komponenter. Samtidig fortsetter innkjøpskostnadene for solcellemoduler å falle. Ifølge IRENA er kostnadene for solcellemoduler i Europa redusert med 94 prosent mellom 2009 og 2022³². Samtidig har inflasjonen de to siste årene drevet opp kostnadene på installasjonsarbeid, transport og prosjektering. Solkraftanlegg er også en kapitalintensiv investering. Hevingen av styringsrenten som svar på inflasjonen driver derfor opp kapitalkostnadene ved investering.

Småskala vindkraft

Kostnader for småskala vindkraft er vanskelig å kvantifisere. Det er veldig lite småskala vindkraft i Norge og det er også relativt lite globalt. En markedsrapport estimerte at det var 1,9 GW installert småskala vindkraft i verden i 2022³³. Til sammenligning var det installert over 500 GWp solkraft på tak og fasader i 2022³⁴. Det er også meget stor variasjon i teknologi innen det som beskrives som småskala vindkraft. Det kan være alt fra svært små og enkle vindturbiner på 1-5 kW, til store komplekse turbiner på 60-1000 kW. Disse kan være installert i helt forskjellige høyder og konfigurasjoner samt være vertikal eller horisontalakslede. I USA, som er et av de største markedene for småskala vind i verden, gir National Renewable Energy Laboratory ut årlige estimater på kostnader for kraftproduksjonsteknologier. I deres oversikt³⁵ er den gjennomsnittlige kostnaden for småskala vindkraft over levetiden (LCOE) med utgangspunkt i turbinstørrelser på 20 kW, 100 kW og 650 kW henholdsvis 5,2, 3,6 og 2,6 ganger høyere enn for et stort kommersielt anlegg. Hvis vi bruker disse forholdstallene sammen med LCOE for norsk vindkraft som NVE estimerer har en LCOE på 41 øre/kWh i 2022, får vi et svært usikkert anslag på 107-213 øre/kWh for småskala vindkraft i Norge.

Batterier

Investeringskostnadene for batterier er fremdeles preget av at markedet er umodent. For de produktene som finnes på markedet, er kostnadene høye. Det finnes referanser til batterikostnader for batterier brukt i elbiler og i maritim industri, som kan si noe om reelle

³¹ [Støtte til solceller | Enova](#)

³² [Kilde: IRENA Renewable Power Generation Costs \(2022\), Solar PV module cost trends](#)

³³ Kilde: https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/distributed-wind-market-report-2023-edition_0.pdf

³⁴ [PVPS Trends Report 2023 WEB.pdf \(iea-pvps.org\)](#)

³⁵ Kilde: https://atb.nrel.gov/electricity/2023/distributed_wind



kostnader for litiumionbatterier. Det er også flere initiativer for gjenbruk av brukte elbilbatterier, som kan være en kilde til utnyttbare batterier med lavere investeringskostnader.

1.1.4 Kapasitet og leveringstid

Aktørene melder om at det er god lagerbeholdning på solkraftanlegg det globale markedet og at det er kort leveringstid fra inngått kundekontrakt til anlegget er installert. Flere forventer at den globale kapasiteten skaleres opp og at leveringstidene vil bli redusert ytterligere. De rapporterer videre om at tidligere logistikkutfordringer som følge av konflikter og pandemi, ikke er et problem i dag. De norske leverandørene synes å være klar for å skalere opp for en vekst i markedet, forutsatt en viss grad av forutsigbarhet. Dersom det ikke blir uventet stor vekst i etterspørselen etter store anlegg, er det lite sannsynlig at leveringstid vil bli en barriere på kort sikt. De peker imidlertid på at også plutselig nedgang i markedet kan føre til en nedrustning som kan være utfordrende å vende.

En mulig barriere knyttet til verdikjeden er usikkerhet rundt den geopolitiske situasjonen. En eventuell handelstans fra Kina vil påvirke markedet i stor grad. Etter hvert som det settes strengere og strengere krav til transparens med tanke på bærekraft og menneskerettigheter, kan det bli vanskelig å importere fra enkelte produsenter. Solkraftaktørene mener at dette kan unngås ved diversifisering av importland.

Installatørkapasitet kan bli en flaskehals ved en rask ekspansjon på kort sikt.

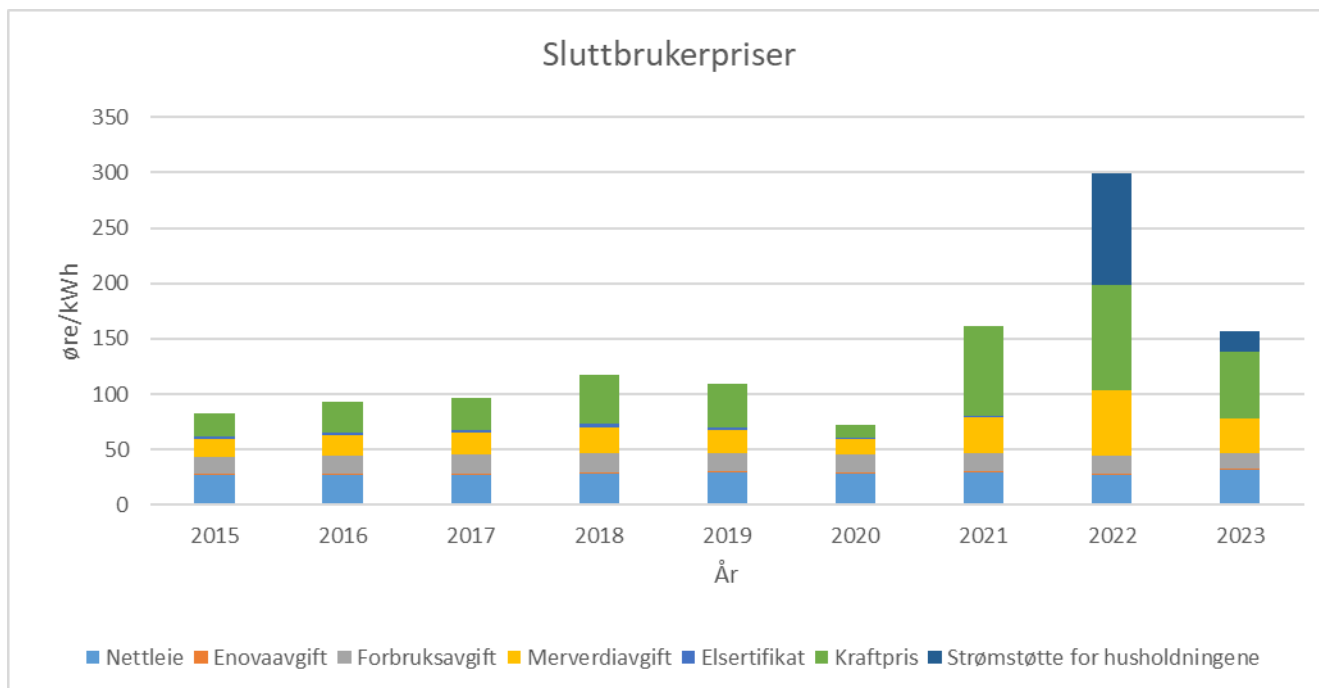
På grunn av usikkerhet rundt investeringskostnad og en antatt lav etterspørsel i markedet for småskala vindkraft og batteriteknologi er ikke kapasitet og leveringstid vurdert for disse.

1.2 Skatter og avgifter

Skatter og avgifter har betydning for lønnsomheten i lokal energiproduksjon. Høye skatter og avgifter reduserer lønnsomheten for anlegg og produksjon som er omfattet av skatte- og avgiftsplikten, samtidig som de gir insentiver til å bygge anlegg som *ikke* er omfattet. Lokal energiproduksjon er i stor grad unntatt (eller omfattes ikke av) skatter og avgifter som kraftprodusenter ellers må betale. Reduserte skatter og avgifter vil da svekke insentivet til å bygge lokal energiproduksjon. Samtidig er det slik at de ulike skattene og avgiftene slår litt ulikt ut, og grensedragningen mellom produksjon som er omfattet og produksjon som ikke er omfattet, er også forskjellig alt etter hvilken skatt eller avgift det er snakk om.

Inntekter i forbindelse med salg av kraft vil i utgangspunktet være omfattet av inntektsskatt. For aktører som ikke er merverdiavgiftspliktig, har merverdiavgiften betydning både for investeringskostnadene knyttet til anlegget og for lønnsomheten av selve kraftproduksjonen. Uttak av egenprodusert kraft som ikke er en del av næringsvirksomhet, vil ikke være omfattet av merverdiavgift.

Ut over kraftprisen, utgjør merverdiavgiften ellers en relativt stor del av strømrregningen. Unntak fra denne vil ha betydning for lønnsomheten av egenproduksjon. Ettersom merverdiavgiften er knyttet til pris, har unntak for egenproduksjon større betydning i tider med høye kraftpriser. Elavgiften og Enovaavgiften har også betydning, ettersom uttak av egenprodusert kraft bak måler eller på samme eiendom er unntatt slike avgifter. Dette øker lønnsomheten av lokal produksjon som dekker eget forbruk. Figur 1 viser hvor stor andel nettleie, Enovaavgift, forbruksavgift, merverdiavgift, elsertifikater og kraftpris utgjør av sluttbrukerprisen basert på historiske priser mellom 2015 til og med 3. kvartal 2023. For årene 2022 og 2023 er nivået på strømstøtten vist som andel av kraftprisen.



Figur 1: sluttbrukerpriser (Kilde: NVE)

Det er også flere andre skatter og avgifter som pålegges større, konsesjonspliktig produksjon, men som ikke pålegges småskala produksjon.

1.2.1 Merverdiavgift

Merverdiavgift er en avgift til staten som skal beregnes ved omsetning, uttak og innførsel av varer og tjenester. Solcellemoduler, vindturbiner, batterier og elektrisk kraft som sådan er «varer» i merverdiavgiftslovens forstand. Merverdiavgiften er en indirekte skatt som betales av registrerte avgiftspliktige, men hvor kostnaden veltes over på sluttbruker. Registrerte avgiftspliktige har rett til fradrag for inngående merverdiavgift på anskaffelser av varer og tjenester som er til bruk i den registrerte virksomheten.

Ved innkjøp av produksjonsutstyr og batterier, vil retten til å fradragføre inngående merverdiavgift være av betydning. Er innkjøper ikke en registrert avgiftspliktig med rett til fradrag for inngående merverdiavgift, vil merverdiavgiften inngå som en del av anskaffelseskostnadene.

Salg av elektrisk kraft vil, objektivt sett, være avgiftspliktig vareomsetning i merverdiavgiftslovens forstand. For at omsetningen skal være avgiftspliktig, kreves det imidlertid også at omsetningen skjer som ledd i utøvelse av næringsvirksomhet. Omsetning av kraft produsert i lokale, småskala vind- eller solkraftanlegg er derfor ikke omfattet av merverdiavgiftsplikt, så lenge omsetningen ikke er så omfattende at den kan anses som utøvelse av næringsvirksomhet (og heller ikke er ledd i annen næringsvirksomhet). Private boligeiere vil derfor ikke være merverdiavgiftspliktig selv om de selger overskuddskraft fra kraftproduksjonen. Uttak av egenprodusert kraft vil heller ikke være omfattet av merverdiavgiftsplikt, så lenge produksjonen ikke skjer som ledd i næringsvirksomhet.

Den alminnelige merverdiavgiftssatsen er (i 2024) 25 prosent. Merverdiavgiftsgrunnlaget er knyttet til pris (vederlaget). Når prisen på kraft øker, øker også avgiften. Dette innebærer at merverdiavgiften gjør lokal, småskala energiproduksjon unntatt merverdiavgiftsplikt mer lønnsom



i perioder med høye kraftpriser. I fylkene Nordland, Troms og Finnmark er elektrisk kraft levert til husholdningsbruk uansett fritatt for merverdiavgift, jf. merverdiavgiftsloven § 6-6. Her vil altså ikke merverdiavgiften gi noe insitamant til å produsere kraft til egen bruk i boliger.

1.2.2 Elavgift

Avgift på elektrisk kraft (elavgiften) er en særavgift som omfatter all elektrisk kraft levert i Norge. Også uttak til eget bruk, er i utgangspunktet omfattet. Den alminnelige satsen i 2023 var 9,16 øre per kWh i perioden januar-mars og 15,84 øre per kWh for perioden april-desember.

Næringsvirksomheter omfattet av redusert elavgift betaler 0,546 øre per kWh. Det er også flere næringer som er fritatt for elavgift. Det samme gjelder husholdninger og offentlig forvaltning i tiltakssonen som består av Finnmark og sju kommuner i Nord-Troms. Andre leveranser i tiltakssonen som ikke er fritatt for elavgift har redusert avgift.

Lokal, småskala energiproduksjon som dekker eget forbruk er langt på vei fritatt for elavgift. Stortingets vedtak om særavgifter for 2023, fritar kraft som er produsert i

- energigjenvinningsanlegg, og som leveres direkte til sluttbruker
- aggregat med generator som har merkeytelse mindre enn 100 kVA, og som leveres direkte til sluttbruker
- nødstrømsaggregat når den normale elektrisitetsforsyning har sviktet
- mottrykksanlegg
- solceller, og som brukes direkte av produsenten selv og
- fornybare energikilder, og som brukes på samme eiendom.

Småskala energiproduksjon som ikke omfattes av fritakene over, vil i utgangspunktet være avgiftspliktig. Avgiftsplikten oppstår imidlertid ikke ved salg av energiproduksjon til nettselskapet, ettersom elavgiften oppstår når kraft leveres til sluttbruker. Det er nettselskapet som er avgiftspliktig for denne kraften.

En økning i elavgiften vil gi sterkere insentiv til å bygge lokal, småskala energiproduksjon som er unntatt elavgift. Tilsvarende vil en redusert elavgift også redusere insentivet til å bygge slik lokal energiproduksjon.

1.2.3 Enovaavgift

Innbetalinger til energifondet (Enovaavgiften) inngår i nettleien. Påslag på energiledet for husholdningsforbruk er 1 øre/kWh ekskl. mva. For andre sluttbrukere enn husholdninger skal påslaget utgjøre 800 kr/år per målepunkt-ID ekskl. mva. jf. forskrift om energifondet § 3³⁶. Avgiften gjelder forbruk og ikke produksjon av elektrisitet.

Bruk av egenprodusert kraft fra lokal solkraft eller småskalakraft vil redusere antall kilowattimer omfattet av energiledet og dermed også påslaget for husholdningsforbruk. Enovaavgiften gir derfor et insitamant til slik produksjon, men sammenlignet med andre skatter og avgifter, er dette

³⁶ Kilde: [Forskrift om innbetaling av påslag på nettariffen til Energifondet \(forskrift om Energifondet\) - - Lovdata](#)



ubetydelig. For andre sluttbrukere enn husholdninger, vil Enovaavgiften ikke ha noe å si for lønnsomheten av lokal, egenproduksjon av kraft.

1.2.4 Påslag for å dekke innkjøp av elsertifikater

Kraftleverandørenes påslag for å dekke innkjøp av elsertifikater, som kraftleverandøren er pålagt å kjøpe i henhold til elsertifikatplikten, er ikke en avgift i juridisk forstand. Det er likevel en kostnad som inngår i prisen (ved å bakes inn i påslaget) ved kjøp av kraft. De som produserer til eget forbruk slipper denne kostnaden, i den grad de reduserer behovet for å kjøpe kraft av andre.

1.2.5 Inntektsskatt

Kraftprodusenters overskudd skattlegges som i andre foretak med en inntektsskatt (selskapskatt), som for tiden er 22 prosent, men med noen særbestemmelser som følger av skatteloven kapittel 18. Også småskala kraftproduksjon vil kunne gi skattepliktig inntekt. Enhver fordel vunnet ved kapital, som for eksempel anlegg for produksjon av kraft, inngår i alminnelig inntekt. Samtidig skal det gjøres fradrag for kostnader som er pådratt for å erverve, vedlikeholde eller sikre skattepliktig inntekt.

Salg av overskuddsstrøm fra solkraftanlegg anses som kapitalinntekt og beskattes med 22 prosent, uavhengig av om det er en privatperson eller en virksomhet som eier anlegget, og uavhengig av om solkraftanlegget er anskaffet for å dekke eget forbruk eller ikke.³⁷

1.2.6 Avskrivningsregler

Ved innkjøp av et kraftproduksjonsanlegg, foreligger det i utgangspunktet ikke noen utgift som kan trekkes fra ved beregning av inntektsskatten, ettersom anskaffelseskostnaden er byttet inn i et varig driftsmiddel. Men slit og elde på anlegget gjør at det blir mindre verdt, og dette er et tap som det skal gis fradrag for. Det er et krav at driftsmiddelet (her kraftproduksjonsanlegget) er anskaffet til inntektsgivende aktivitet. Avskrivningsreglene avgjør hvor raskt tap i form av slit og elde kan trekkes fra. Jo raskere tapet kan trekkes fra, dess gunstigere er det for den som har investert i driftsmiddelet.

Solkraftanlegg som er montert på en bygning, og som forsyner bygningen og eventuelle tilliggende bygninger med elektrisk kraft, må aktiveres og avskrives som fast teknisk installasjon på saldogruppe j (tekniske installasjoner i forretningsbygg og andre yrkesbygg). Satsen ligger i 2024 på 10 prosent. Dette gjelder selv om solkraftanlegget deler av tiden produserer overskuddskraft som selges til strømleverandør. Solkraftanlegg som *ikke* er fastmontert på eller integrert i bygning, skal anses som et selvstendig driftsmiddel og avskrives i saldogruppe h (bygg og anlegg, hoteller mv.). For solkraftanlegg, som må antas å ha en levetid som overstiger 20 år, er avskrivnings-satsen 4 prosent.

Om anlegget er fastmontert på et yrkesbygg eller ikke, vil altså ha betydning for hvor raskt næringsdrivende kan avskrive anlegget. Er det snakk om et fastmontert anlegg, vil dette kunne avskrives raskere enn om det ikke er fastmontert.

³⁷ Kilde: <https://www.bondelaget.no/getfile.php/131052775-1673599651/MMA/Bilder%20NB/RJS/221017%20Svar%20fra%20SKE%20p%C3%A5%20sp%C3%B8rsm%C3%A5l%20vedr.%20solcelleanlegg.PDF>



Vindkraftanlegg må også aktiveres for at verditap som følge av slit og elde skal kunne fradragføres etter saldoreglene. Selve vindturbinen avskrives i saldogruppe d (20 prosent) mens tårnet skal avskrives i saldogruppe h (4 prosent) sammen med fundamentet. Veianlegg avskrives ikke. Kostnader med fjerning av veier når anlegget legges ned, kommer til fradrag når dette skjer. Det har ikke betydning om det er et konsesjonspliktig vindkraftanlegg eller om det er snakk om et mindre, lokalt vindkraftanlegg.

Fra 2015 ble det innført særlige avskrivningsregler for vindkraft med lineære avskrivninger over fem år. Ordningen utløp i 2021. Som følge av ordningen, vil imidlertid verdien av driftsmidler i vindkraftanlegg som har eksistert en stund allerede være avskrevet.

For sol- og vindkraftanlegg er avskrivningsreglene de samme, enten det gjelder småskala produksjon eller større, konsesjonspliktige anlegg.

1.2.7 Eiendomsskatt

Eiendomsskatt er en kommunal skatt, og det er kommunestyret i den enkelte kommune som avgjør om, og i hvilket omfang, det skal skrives ut eiendomsskatt i kommunen, innenfor rammene av eiedomsskattelova. Satsen kan være mellom 0,1 prosent og 0,7 prosent av takstverdien.

Om det skal beregnes eiendomsskatt av anlegg til lokal energiproduksjon, avhenger også av hvilket utskrivningsalternativ kommunen har valgt å kreve eiendomsskatt av, jf. eiedomsskattelova § 3.

1.2.8 Konsesjonsavgift og konsesjonskraft

Større vannkraftprodusenter må betale konsesjonsavgift og avstå konsesjonskraft (kraft til sterkt redusert pris). Dette er ikke skatter eller avgifter i Grunnlovens forstand (konsesjonsavgiften fastsettes ikke årlig av Stortinget, men pålegges i konsesjonen), men er byrder som vind- og solkraftprodusenter ikke pålegges.

1.2.9 Andre skatter og avgifter

Det er flere skatter og avgifter som eiere av større produksjonsanlegg må betale, men som ikke pålegges eiere av småskala, lokal energiproduksjon. I tillegg til inntektsskatten på 22 prosent, vil for eksempel eiere av store vannkraftanlegg kunne være pålagt å betale naturressursskatt og grunnrenteskatt. Heller ikke den foreslåtte grunnrenteskatten på vindkraft vil gjelde for småskala vindkraftproduksjon. Grensen er foreslått å være samlet installert maksimal effekt på 1 MW eller mer enn fem vindturbiner, noe som i dag tilsvarer konsesjonspliktgrensen. Avgiften på kraftproduksjon (høyprisbidraget) for vann- og vindkraft kan også nevnes. Denne særavgiften er foreslått opphevet med tilbakevirkende kraft fra 1. oktober 2023.

Konsesjonspliktige, landbaserte vindkraftverk må betale en produksjonsavgift som i 2023 var på 2 øre per kWh. Lokal, småskala vindkraft er ikke omfattet av denne avgiften. Det er også innført en avgift på klimagassen SF₆. Denne gassen brukes først og fremst i høyspentanlegg, og avgiften er derfor mer relevant for større kraftproduksjon enn for lokal, småskala energiproduksjon.

Solkraftanlegg er ikke omfattet av verken naturressursskatt, grunnrenteskatt, høyprisbidrag eller andre særavgifter (ut over eventuell elavgift).

Fra 1. januar 2024 må konsesjonspliktige kraftprodusenter betale sektoravgift til dekning av NVEs tilsynsarbeid. Ikke-konsesjonspliktige kraftprodusenter må ikke betale denne sektoravgiften.



1.3 Anleggsbidrag og nettleie

1.3.1 Anleggsbidrag

Som definert i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, er anleggsbidrag «beregnet investeringstilskudd ved tilknytning av en ny kunde eller ved forsterkning av nettet til en eksisterende kunde»³⁸.

RME har vurdert at nettkunder har muligheten til å utnytte hele hovedsikringen sin til både uttak og innmating. Dette er forvaltningspraksis som er fastsatt av enkeltvedtak fattet av RME³⁹. Nettselskapene kan kun kreve anleggsbidrag hvis innmatingen overstiger størrelsen på hovedsikringen. Dersom kunden derimot ønsker å utvide sin hovedsikring, skal kunden betale anleggsbidrag hvis dette fører til at nettet må oppgraderes.

Hvis innmatingen ikke overskrider størrelsen på hovedsikringen og det medfører behov for nettoppgraderinger, må nettselskapet dekke kostnadene. RME har informert Energidepartementet om at de undersøker om det er samfunnsøkonomisk rasjonelt at nettselskapene skal bære kostnaden for oppgradering av nett som følge av innmating av lokal produksjon i lavspent distribusjonsnett, eller om reguleringen bør endres³⁹.

1.3.2 Nettleie

Overføringsnettet betales av brukerne av nettet. Alle kunder, både uttakskunder, prosumenter og kraftprodusenter betaler nettleie for bruk av nettet.

Nettleie for kunder med uttak under 100 000 kWh/år består av et fastledd og et energiledd. Energileddet avregnes etter strømforbruk i kilowattimer og skal dekke marginale tapkostnader i nettet, men kan også inkludere en andel av nettselskapets øvrige kostnader. Energileddet kan differensieres mellom perioder med høy belastning i nettet og perioder med lavere belastning. Mange nettselskap har en lavere pris om natten og i helgen. Fastleddet skal differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt. Mange nettselskap avregner fastleddet etter gjennomsnittet av de timene med høyest effektuttak i løpet av en måned. Næringskunder med et forbruk over 100 000 kWh/år kan i tillegg til fastledd og energiledd også måtte betale et effektledd.

Når kunden bruker egenprodusert strøm avregnes kunden for en mindre mengde kraft kjøpt fra nettet. Det vil redusere kostnaden til energileddet for forbruk. For kunder som har marginaltapsbaserte energiledd, det vil si energiledd som hovedsakelig dekker kostnadsendringen som følge av at én ekstra kilowattime overføres gjennom strømmettet, vil det være liten eller ingen besparelse gjennom energileddet ved å bruke egenprodusert kraft. I måneder med egenproduksjon av strøm, vil egenproduksjonen ofte også bidra til lavere effekttopper (kilowattimer per time) hos kundene, og dermed også redusere fastleddet i nettleien.

For overskuddskraft, skal kunden betale fastledd for innmating og energiledd. I mange områder er energileddet for innmating negativt slik at kunden får betalt energiledd for å levere kraft på nettet.

³⁸ [Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer - Lovdata](#)

³⁹ Jf. brev fra RME til OED av 13. mars 2023 «Regulering av prosumenter i distribusjonsnettet – tekniske utfordringer som følge av innmating fra solcelleanlegg»



Fastleddet for innmating er i 2023 på 1,36 øre/kWh⁴⁰ (ekskl. mva). En kunde som mater inn mindre enn 100 kW på nettet betaler ikke fastledd for innmating. Mer om dette er beskrevet i kapittel 1.4.7.

Kunder som har flere tilknytningspunkt i et bygg eller innenfor et avgrenset geografisk område vil ofte ha et ønske om at tilknytningspunktene avregnes felles, såkalt summasjonsmåling. Den klare hovedregelen er imidlertid at hvert tilknytningspunkt skal tariffes og avregnes hver for seg. NVE har tidligere akseptert at bedrifter som forsynes over flere utvekslingspunkt innenfor et avgrenset geografisk område kan måles i et felles målepunkt basert på summasjonsmåling, dersom konsesjonæren finner dette hensiktsmessig. En slik avregning kan gi kunden lavere nettleiekostnad. Nettselskapet kan opprettholde summasjonsmåling for eksisterende kunder uten å komme i konflikt med forskriftens krav⁴¹ om ikke-diskriminering, så lenge dette ikke medfører urimelige ekstrakostnader for nettselskapet. Nettselskapenes praksis rundt summasjonsmåling varierer, og flere nettselskap har valgt å avvike tilbudet om summasjonsmåling. Hvis nettselskapet ikke tilbyr summasjonsmåling, fakturerer de kunden for hvert enkelt tilknytningspunkt.

1.4 Støtteordninger

I tabellen er det gitt en oversikt over støtteordninger. Hver av disse forklares nærmere nedenfor.

Støtteordninger	Sats / grenser
Strømtøtte til privatpersoner og boligselskap	90 % over 70 øre/kWh Time for time. Grensen foreslått endret til 73 øre/kWh i 2024
Energitilskuddsordningen for næringer	Avsluttet
Enovatilskudd til næringsliv	Bevilgning på prosjektbasis
Enovatilskuddet til private og borettslag	7500 kr + 1250 kr/kWp Inntil 20 kWp. Maksimal støtte 32 500 kr
Enovastøtte til pris- og effektstyrte lagringssystemer	10 000 kr
Modell for deling av overskuddsproduksjon (Delingsløsningen)	Fritak for nettleie og elavgift, elsertifikater, Enovaavgift og MVA for den strømmen som går til egenkonsum
Plusskundeordningen	Fritak for nettleie og elavgift, elsertifikater, Enovaavgift og MVA for den strømmen som går til egenkonsum. Plusskunder er fritatt fra å betale fastledd for innmating av kraft på nettet innenfor en grense på 100 kW.
Opprinnelsesgarantier	1-10 øre/kWh

⁴⁰ I 2024 vil fastledd for innmating være 1,49 øre/kWh.

⁴¹ [Forskrift om kontroll av nettvirksomhet § 13-1 bokstav c](#)



Kommunale virkemidler	Varies
Husbanken	Bevilgning på prosjektbasis
Innovasjon Norge	Bevilgning på prosjektbasis
Forskningsrådet	Bevilgning på prosjektbasis

1.4.1 Strømstøtte til privatpersoner og boligselskap

Siden desember 2021 har husholdninger og boligselskap mottatt strømstøtte som følge av de ekstraordinære strømkostnadene de siste årene. Husholdningene og fellesmålt forbruk hos boligselskaper får støtte for inntil 5000 kWh per måned per målepunkt. Kompensasjonen gjøres gjennom stønad utbetalt fra nettselskapene. Før 1. september 2023, var det slik at da markedsprisen på kraft i gjennomsnitt per måned per prisområde gikk over 70 øre per kWh, ble husholdninger og boligselskaper kompensert med en gitt prosentandel fastsatt i strømstøndsloven § 5 for alt over 70 øre per kWh.

Fra og med 1. september 2023 gikk strømstøtten over til å gjelde time for time. Strømstøtten vil nå slå inn i enkelttimer i et prisområde dersom prisen overstiger 70 øre per kWh. Fra 1. september 2023 og ut året dekkes 90 prosent av kraftprisen time for time over 70 øre per kWh. I statsbudsjett for 2024 foreslår regjeringen at terskelverdien for strømstøtte økes fra 70 øre til 73 øre med 90 prosent dekning over 73 øre per kWh. Endringen er foreslått å gjelde fra 1. januar 2024 og ut året.

For produsenter av solkraft i private boliger og boligsselskap betyr strømstøtten at anleggets lønnsomhet blir lavere.

1.4.2 Energitilskuddsordningen for næringer - avsluttet

Energitilskuddsordningen var en midlertidig støtteordning som ble tilbudt bedrifter i forbindelse med ekstraordinære strømavgifter i 2022. Bedrifter som gjennomførte energikartlegging kunne søke om å få dekket inntil 25 prosent av strømprisen over 70 øre for månedene oktober, november og desember i 2022. Bedrifter som i tillegg investerte i energiltak, kunne få dekket inntil 45 prosent. De bedriftene som valgte å gjennomføre energiltak kunne motta tilskudd til gjennomføring av tiltakene på inntil 50 prosent av investeringskostnaden. Gjennom denne ordningen har ca. 1000 bedrifter fått tilsagn om støtte til solkraftanlegg.

1.4.3 Enovatilskudd til næringsliv

For næringslivet har ikke Enova støttet solceller direkte, men som en del av helhetlige energiltak i bygningskroppen. Frem til 2018 har Enova hatt flere støtteprogram, som «energieffektive nybygg», hvor det har blitt gitt støtte til mellom 70 og 90 prosjekter der solceller har inngått som ett eller flere energiltak. Etter 2018 har Enova skiftet fokus til innovasjon slik at «vanlige» solceller ikke lenger er kvalifisert for støtte og eventuell støtte til næringslivet gjøres gjennom programmet «introduksjon av ny og innovativ teknologi». Prosjektene som har fått støtte under dette programmet skal bruke nye og innovative energiløsninger og skal være forbilder for andre markedsaktører, i motsetning til støtteordningen «Tilskudd til solcelleanlegg» for private husholdninger som er en rettighetsbasert støtteordning. Det er vanskelig å peke direkte på hvor mye støtte som er gitt til lokal energiproduksjon under dette programmet siden eventuell energiproduksjon inngår i en sammensatt løsning.



Det har også blitt gitt støtte til næringslivet for etablering av småskala vindkraft. Vindkraft er en del av en større energiløsning i prosjektet Mikronett Sandbakken⁴². Utover dette prosjektet har Enova opplevd liten interesse fra markedet for lokal vindkraftproduksjon.

1.4.4 Enovatilskudd til private og borettslag

I 2015 opprettet Enova programmet «tilskudd til el-produksjon». Programmet var teknologinøytralt og tilrettelagt for plusskundeordningen som også var ny på dette tidspunktet. Senere byttet programmet navn til «Tilskudd til solcelleanlegg» siden interessen for andre teknologier var lav. Støttebeløpet har blitt endret flere ganger i programmets historie:

Periode	Startstøtte (kr)	Kr / kWp (kr)	Inntil effekt (kWp)	Maksimal støtte (kr)
2015 – 31.03.2020	10 000	1250	15	28750
01.04.2020 – 31.01.2022	7500	1250	15	26250
01.02.2022 – 01.10.2023	7500	2000	20	47500
02.10.2023 –	7500	1250	20	32500

Enova økte støttesatsen i 2022 for å bidra til et større volum i et stadig voksende marked. Økt støtte og høye strømpriser bidro til at etterspørsel og antall støttede solkraftanlegg steg betydelig. I perioden 2019 til 2021 støttet Enova om lag 1500 solkraftanlegg per år, mens i 2022 økte dette til 5300. Veksten har fortsatt, og ved utgangen av september 2023 har Enova gitt støtte til 8500 solkraftanlegg så langt i 2023. Det er for tidlig å si noe om hvor stor effekt redusert støttesats vil ha på etterspørselen fremover, men det er rimelig å anta at etterspørselen vil avta noe på sikt.

Siden 2015 har Enova gitt støtte til ca. 18 700 boligeiere til installasjon av solkraftanlegg. Samlet utgjør dette om lag 505 millioner kr, med en samlet installert effekt på 203 MW per 1. september 2023. Dette tilsvarer 43 prosent av all installert solcelleeffekt⁴³.

1.4.5 Enovastøtte til pris- og effektstyrte lagringssystemer

Den reduserte støttesatsen for Enovatilskuddet til private og borettslag gjeldende fra 2. oktober 2023 henger sammen med Enova sitt andre støtteprogram Pris- og effektstyrte lagringssystemer, hvor solceller kan inngå som en del av den totale løsningen. Tiltaket gir opp til 10 000 kr i støtte til smarte styringssystemer og installasjonskostnader. Selve energilageret, som en smart varmvannsbereder, eller energikilden som solceller er ikke støttet av dette programmet. Programmet vil bidra til at mest mulig av energien produsert fra private solceller blir brukt av husholdningen.

1.4.6 Modell for deling av overskuddsproduksjon (Delingsordningen)

Modell for deling av overskuddsproduksjon trådte i kraft 1. oktober 2023 og er hjemlet i forskrift om kraftomsetning og netjtjenester⁴⁴. Delingsløsningen åpner for at kunder på samme eiendom kan dele overskuddsproduksjon. Med samme eiendom menes samme kommune-, gårds- og

⁴² Mikronett Sandbakken. Kilde: [Selvbalanserende energicelle i distribusjonsnett på Hvaler | Enova](#)

⁴³ Per 2. august 2023 hentet fra [Oversikt over solkraft i Norge - NVE](#).

⁴⁴ <https://lovdata.no/forskrift/1999-03-11-301/§3-12>



bruksnummer og eventuelt festenummer. Samlet installert effekt på produksjonsanleggene som deltar i delingsløsningen kan ikke være større enn 1 MW (AC) per eiendom. Kunder som mottar delt produksjon, kan ikke fordele denne videre til andre nettkunder og kan ikke ha produksjon bak eget målepunkt.

Deling gjøres ved et finansielt oppgjør hvor produksjonen deles virtuelt. En produsent melder inn deling av overskuddsproduksjon til nettselskapet. Produsenten må da også melde inn hvilket målepunkt som er produksjonsmålepunktet, og hvilke målepunkter som skal motta *virtuell* produksjon. Dette kalles *virtuell* produksjon, ettersom det ikke finnes produksjonsanlegg bak kundens eget målepunkt.

Deretter velger produsenten en fordelingsnøkkel, altså hvor stor andel av overskuddsproduksjonen hvert enkelt målepunkt skal motta. Nettselskapene skal tilby valget mellom lik fordeling og valgfri statistisk fordeling. Hver av disse kundene blir da avregnet sitt faktiske målte forbruk minus fordelt produksjon.

På den måten kan kunder som har investert i et felles anlegg bak et annet målepunkt også slippe å betale nettleie og elavgift, elsertifikater, Enovaavgift og mva. for den delen av produksjonen som dekker eget forbruk. Dette avregnes som om andelen av anlegget skulle vært bak kundens eget målepunkt.

1.4.7 Plusskundeordningen

En plusskunde er «en sluttbruker med forbruk og fysisk eller virtuell produksjon bak eget tilknytningspunkt, der innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.»

Plusskunder er fritatt fra å betale fastledd for innmating av kraft på nettet. Dersom et anlegg mater inn mer enn 100 kW på strømmettet, vil ikke kunden lenger regnes som plusskunde og vil bli pålagt å betale fastledd for kraften som leveres inn på nettet. Denne satsen er i 2023 på 1,36 øre/kWh (ekskl. mva.) og er fastsatt av Statnett.

Plusskunder må også ha en avtale med en kraftleverandør som kan kjøpe kraften som leveres til nettet. Hvordan kraftleverandørene håndterer plusskundeavtaler varierer. Den vanligste løsningen er at leverandører kjøper overskuddskraften til spotpris eller fastpris.

1.4.8 Opprinnelsesgarantier

En opprinnelsesgaranti er et bevis på at 1 MWh kraft er produsert på et gitt kraftverk til en spesifisert tid med tilhørende produksjonsteknologi. Kraftprodusenter som søker om godkjenning av anlegget sitt hos NVE, vil få rett til å få utstedt opprinnelsesgarantier for nettoproduksjon av kraften for fem år av gangen. Det er ingen gebyr for å søke NVE om godkjenning av anlegget.

Når anlegget er godkjent, utstedes opprinnelsesgarantiene av Statnett. Det forutsetter at kraftprodusenten har tilgang til en konto i registeret for opprinnelsesgarantier, enten selv eller gjennom en trader. En opprinnelsesgarantikonto i NECS koster p.t. 25 000 kr i året.

Opprinnelsesgarantiene kan handles bilateralt, gjennom meklere eller handles på ulike markedsplasser. Forventet pris for en opprinnelsesgaranti varierer mye, og kan være et sted mellom 1 og 8 euro per MWh (1-10 øre/kWh).



Det har historisk ikke vært stor interesse for opprinnelsesgarantier for lokal energiproduksjon fra solkraft siden anleggene kun kan få opprinnelsesgarantier for kraften som mates inn på nettet, og ikke kraften som forbrukes selv. Volumene er ofte små, og gevinsten har historisk vært lavere enn de økonomiske og administrative kostnadene av å delta i ordningen. I løpet av 2023 har NVE sett en økende interesse for opprinnelsesgarantier fra lokal energiproduksjon og per 1. november 2023 har det blitt godkjent 14 solkraftanlegg i opprinnelsesgarantiordningen med en samlet effekt på 3 MW. Opprinnelsesgarantiordningen er åpen for at solkraftanlegg og annen lokal fornybar energiproduksjon kan bli godkjent i ordningen.

1.4.9 Kommunale virkemidler

I dette delkapitlet presenterer vi virkemidler hos noen utvalgte kommuner. Listen over kommuner med virkemidler er ikke uttømmende.

Oslo kommune

Klimaetaten i Oslo kommune forvalter støtteordningen klimatilskudd. Klimatilskudd hadde en tilsagnsramme på 200 millioner kr i 2023 som ble nådd i september. Under klimatilskudd kan bedrifter, private, borettslag og sameier søke om tilskudd til å gjennomføre en rekke energi- og klimatiltak. Solcelletilskuddet gjelder for borettslag, sameier og bedrifter, og har en maksimal tilsagnsgrense på 1,8 millioner kr per boligselskap eller konsern. For yrkesbygg er tilskuddet på 2500 kr per installert kWp hvor maksimalt 30 prosent av godkjente investeringskostnader dekkes. For borettslag og sameier er tilskuddet på 35 prosent av godkjente investeringskostnader.

Stavanger kommune

Stavanger kommune samarbeider om prosjektet Solsats med Naturvernforbundet i Rogaland og Rogaland fylkeskommune. Prosjektet har som mål å gi riktig, relevant og nødvendig informasjon til innbyggere som ønsker å installere et solenergianlegg.

Bergen kommune

Bergen kommune har en tilskuddsordning rettet mot energitiltak i borettslag og sameier. Installasjon av solkraft er ett av mange tiltak det kan søkes tilsagn om. Støttenivået på solkraft er 2000 kr per kWp installert effekt opp til 30 prosent av godkjente kostnader. I 2023 var det satt av 5 millioner kr til tilskuddsordningen.

Kristiansand kommune

Borettslag og seksjonssameier på minst fire boenheter kan søke om tilskudd til solkraftanlegg. Tilskuddsordningen ble vedtatt i 2020, men det er ikke vedtatt nye midler etter 2021. Ordningen skal løpe til midlene er brukt opp. Det gis støtte for inntil 40 prosent av godkjente kostnader opp til 300 000 kr per borettslag eller seksjonssameie. I 2023 har Kristiansand kommune gjort en større kartlegging av muligheten til å installere solkraft på takene i inntil 60 kommunale bygg, med batterilagring i noen bygg. Hele prosjektet har en kostnadsramme på 108 millioner kr og er forventet ferdigstilt i 2026.

Ål kommune

Ål kommune har et eget energitiltaksfond. I energitiltaksfondet kan det blant annet søkes om støtte til solkraftanlegg eller solfanger. Både næringsliv, organisasjoner og privatpersoner kan søke om støtte fra dette fondet. For private og organisasjoner er maksstøtten 25 000 kr som dekker opp til 20 prosent av investeringen. Bedrifter, næringsliv og organisasjoner kan få dekket 20 prosent av investeringskostnaden opp til 100 000 kr til solkraftanlegg og 50 000 kr til solfangere.



1.4.10 Husbanken

I statsbudsjettet for 2023 ble Husbanken bevilget 160 millioner kr i tilskudd til ulike energiltak. Det var svært stor etterspørsel fra kommunene og midlene ble brukt opp etter kun halvannen uke. I kommunale utleieboliger ble midlene først og fremst brukt til etterisolering og bytte av vinduer, men til omsorgsboliger og sykehjem satset kommunene også på solceller og varmepumper. Blant annet fikk Kongsberg kommune 19,5 millioner kr i tilskudd til 8 prosjekter til en satsing på solkraftanlegg på kommunens sykehjem.

I statsbudsjettet for 2024 foreslår Regjeringen at Husbankens tilskuddsordning til energiltak i kommunale bygg økes til 300 millioner kr. Økningen er foreslått i forbindelse med fremleggelsen av en Nasjonal handlingsplan for energieffektivisering, 5. oktober 2023.

1.4.11 Innovasjon Norge

I 2021 endret Innovasjon Norge retningslinjene til programmet *Fornybar energi i landbruket* til også å gjelde for solkraftanlegg. Det førte til at det i 2022 ble innvilget støtte til 220 prosjekter der solceller var en del av den omsøkte støtten. 200 av prosjektene var rene solkraftanlegg. Samlet ble det innvilget om lag 25 millioner kr⁴⁵ til prosjekter med solceller i 2022. Søknader som kunne vise til en egenbruk på 70-90 prosent av den produserte kraften ble prioritert.

Sentralt i prosjektvurderingen er at det skal bli tilstrekkelig bedriftsøkonomisk lønnsomhet etter tilskuddet og at prosjektet har samfunnsmessig forsvarlig lønnsomhet før støtte. Et typisk prosjekt vil eksempelvis ha en internrente på 4 prosent før tilskudd og 8 prosent etter tilskudd.

Det er gårdsbruk som i stor grad kan benytte kraftproduksjonen fra solcellene direkte i driften til for eksempel ventilasjon eller kjøling som har fått støtte. Innovasjon Norge har ikke støttet prosjekter som har stor andel kraftproduksjon for direkte salg ut på nett. Støtte til solkraftanlegg reduseres fremover grunnet at det er lav risiko, mindre investeringer og mange anlegg som viser god lønnsomhet. Samtidig er det mange andre typer anlegg som har klimanytte og er mer utfordrende å realisere for gårdbrukeren (for eksempel biogassanlegg). Fra og med august 2023 prioriteres derfor ikke solkraftanlegg med mindre prosjektene introduserer nye løsninger eller konsepter.

1.4.12 Forskningsrådet

Forskningsrådet har hatt flere programmer på forskning og utvikling av miljøvennlig energi hvor solceller og solfangere har inngått i støttede prosjekter. Et av de seneste og relevante programmene hvor solceller og lokal energiproduksjon kan inngå er utlysningen om å etablere nye forskningssentre for miljøvennlig energi, også kjent som FME⁴⁶. Et par eksempler på pågående eller tidligere FME hvor sol har eller har hatt en stor rolle er:

- [FME- Solar United, tildelt 160 MNOK og hadde prosjektperiode fra 2009-2017](#)
- FMETEKN-FME
 - [Research centre for sustainable solar cell technology](#). Tildelt 120,4 MNOK og har prosjektperiode 2017-2025.

⁴⁵ [2022-rapportering-vsp-fornybar-energi-og-teknologi-i-landbruket.pdf \(smabrukarlaget.no\)](#)

⁴⁶ [Forskningssenter for miljøvennlig energi \(FME\) \(forskningsradet.no\)](#)



- [Research centre on zero emission buildings](#). Tildelt 120,0 MNOK og hadde prosjektperiode 2009-2017.
- [Research Centre on Zero Emission Neighbourhoods](#). Tildelt 176 MNOK og har prosjektperiode 2016-2024.

Det ble åpnet for søknader 4. oktober 2023 for nye FME-er med forventet svar i april 2024. Andre store programmer som har innslag av lokal energiproduksjon og hvor prosjekter aktivt pågår er «ENERGIX – stort program energi» og «Grønn plattform».

2 Juridiske rammebetingelser

2.1 Eksisterende reguleringer

I tabellen nedenfor er det gitt en oversikt over eksisterende reguleringer, ansvarlig myndighet for regelverket, og hvem som er tilsynsmyndighet eller delegert myndighet. Nærmere beskrivelse av de ulike reguleringene er gitt nedenfor.

Eksisterende reguleringer	Ansvarlig	Tilsynsmyndighet / delegert myndighet	Lenke
Energiloven	Energidepartementet	Delegert til NVE	Lenke
Energilovsforskriften	Energidepartementet	Delegert til NVE	Lenke
NEM-forskriften	Energidepartementet	RME	Lenke
Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr (FEK)	Justis- og beredskapsdepartementet	DSB	Lenke
Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF)	Justis- og beredskapsdepartementet	DSB /Det lokale eltilsyn	Lenke
Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg (FEL)	Justis- og beredskapsdepartementet	DSB / Det lokale eltilsyn	Lenke
NEK 400-7-712	Norsk Elektroteknisk Komite (NEK)	Det lokale eltilsyn	Lenke
El-tilsynsloven	Justis- og beredskapsdepartementet	Det lokale eltilsyn	Lenke
Plan- og bygningsloven	Kommunal- og distriktsdepartementet	Kommunen håndhever	Lenke
Byggteknisk forskrift	Kommunal- og distriktsdepartementet		Lenke
Energimerkeforskriften for bygninger	Energidepartementet	NVE	Lenke



Kulturminneloven	Klima- og miljødepartementet	PBL/ fredningsmyndigheten	Lenke
Jordlova	Landbruks- og matdepartementet	Kommune / statsforvalter fylkeskommune	Lenke
Forurensningsloven	Klima- og miljødepartementet	Forurensningsmyndigheten / statsforvalteren	Lenke
Naturmangfoldloven	Klima- og miljødepartementet	Kommunen / MDIR	Lenke
EUs taksonomi for bærekraftig økonomisk aktivitet	Finansdepartementet	Finanstilsynet	Lenke
Økodesignforskriften	Energidepartementet	NVE	Lenke
Energimerkeforskriften for produkter	Energidepartementet	NVE	Lenke

2.1.1 Energiloven, energilovforskriften og NEM-forskriften

Anleggskonsesjon

Det følger av energiloven § 3-1 at anlegg for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi krever konsesjon. Anlegg kan hverken bygges, eies eller drives uten slik konsesjon. Grensen for konsesjonsplikt fremgår av energilovforskriften § 3-1. Hovedregelen er at anlegg med spenning over 1000 volt vekselstrøm eller 1500 volt likestrøm er konsesjonspliktig. Dersom et anlegg er konsesjonspliktig, må det søkes om konsesjon hos NVE. I slike tilfeller må det også gjennomføres konsekvensutredninger.

Solkraft

Solkraftverk er konsesjonspliktige etter energiloven dersom utbygger eller det lokale nettselskapet må etablere høyspenningsanlegg (spenning over 1000 volt) for å få kraften ut på nettet⁴⁷.

Mindre solkraftanlegg som kan tilkobles etablerte nettanlegg er ikke konsesjonspliktig etter energiloven. Slike ikke-konsesjonspliktige anlegg må eventuelt avklares med kommunen etter plan- og bygningslovens bestemmelser.

Vindkraft

Grensen for konsesjonsplikt følger av energilovforskriften § 3-1. Hovedregelen i første ledd er at konsesjonsplikt for elektriske anlegg inntreffer ved 1000/1500 volt vekselstrøm/likestrøm.

I annet ledd er det en særbestemmelse for vindkraft på land, hvor det fremgår at anlegg med under 1 MW installert effekt ikke er konsesjonspliktig. Dette gjelder imidlertid ikke der anlegget består av mer enn fem turbiner. Et anlegg med mindre enn 1 MW installert effekt, men flere enn fem turbiner, er likevel ikke konsesjonspliktig, hvis det kan kobles til lavspenningsnett.

⁴⁷ Praksisen har støtte i uttalelser i Prop.113 L (2012-2013) pkt. 3.2.1, s. 14, som imidlertid handler om konsesjonsplikten for vindkraftverk.



Nett

Med nettanlegg menes anlegg for omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi, jf. energiloven § 3-1 første ledd. Slike anlegg med over 1000/1500 volt vekselstrøm/likestrøm er konsesjonspliktige, jf. energilovforskriften § 3-1 første ledd.

fordelingsanlegg med spenning under 1000 /1500 volt vekselstrøm/likestrøm er konsesjonspliktige frem til tilknytningspunkt hos kunde, jf. energilovforskriften § 3-1 tredje ledd. Fjerde ledd inneholder unntak fra konsesjonsplikt for kundespesifikke anlegg. Dette er lavspente fordelingsanlegg som eies og brukes av denne kunden selv. Gjeldende forvaltningspraksis i NVE tilsier at hele anlegget må befinne seg inne på denne kundens eiendom, det vil si innenfor sammen gårds- og bruksnummer. Dette betyr at lavspenningsanlegg inne på kundens eget industriområde, gårdstun og liknende, ikke trenger konsesjon. Veilys er også omfattet av dette unntaket.

I tillegg er det unntak fra konsesjonsplikt for «fordelingsnett som er bygget for å levere kraft fra lokal produksjon til uttakskunder hvor samlet hovedsikringskapasitet ikke overstiger 200 A ved 3 faser og 230 V». Andre fordelingsanlegg med spenning under 1000/1500 voltvekselstrøm/likestrøm kan ved enkeltvedtak unntas fra konsesjonsplikt dersom konsesjon anses åpenbart unødvendig. Områdekonsesjonæren har med innføring av konsesjonsplikt på lavspentnett fått et monopol på å bygge og drive nett i sitt område. Områdekonsesjonærene har teknisk kompetanse på å bygge og drive nett, det gir blant annet stordriftsfordeler, alle er med på å betale sin andel av nettkostnadene, og løsningen sikrer likebehandling og trygghet for kundene. I tillegg er hensikten med konsesjonsplikt på lavspentnett å unngå at det bygges parallelle nett.

Omsetningskonsesjon

Omsetning av elektrisk energi krever konsesjon, jf. energiloven § 4-1 første ledd. Dersom en aktør har produksjon som overstiger 1 GWh i året, må denne aktøren søke om omsetningskonsesjon. Denne grensen gjelder samlet produksjon innenfor et organisasjonsnummer. Omsetningskonsesjon innebærer økonomisk og teknisk rapportering til RME.

Med produksjon mellom 1 og 2 GWh vil det gis omsetningskonsesjon på forenklete vilkår med fritak fra krav om å levere regnskap til RME⁴⁸ og fritak fra krav om å levere økonomisk og teknisk rapportering (eRapp) årlig til RME⁴⁹.

Med produksjon over 2 GWh gis ordinær omsetningskonsesjon, som innebærer at selskapet må separere inntekter og kostnader forbundet med energiproduksjon og salg. Økonomisk og teknisk rapportering (eRapp) skal leveres årlig. Dersom selskapets størrelse, driftsinntekt eller driftsbalanse utløser revisjonsplikt, kan det påløpe kostnader for revisors gjennomgang av rapporten.

⁴⁸ Jf. forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM) § 4-4 første ledd

⁴⁹ Jf. forskrift om kontroll av nettvirksomhet §§ 2-1, 2-2 og 2-3



2.1.2 Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr (FEK)

Forskriften gjelder arbeid på eller ved elektriske anlegg og elektrisk utstyr, jf. forskriftens § 2. Det elektriske anlegget i et anlegg for lokal energiproduksjon, vil være alt av elektriske koblinger og sammenkoblinger, kabling, legging av tilførsler og montasje av inverter og ellers alt som vil være en del av det elektriske anlegget. Arbeid på det elektriske anlegget i for eksempel et solkraftanlegg vil følgelig være omfattet av forskriften, som innebærer at det stilles krav til den som bygger og installerer solkraftanlegg. Dette innebærer blant annet krav til å være registrert i Elvirksomhetsregisteret, jf. FEK § 3 og at det kun er personer med relevant fagbrev innenfor elektrofaget som kan utføre arbeid på og med solkraftanlegget. Det samme gjelder for arbeid knyttet til det elektriske anlegget for vindkraft.

Bygging av deler av et anlegg som i utgangspunktet ikke er en direkte del av det elektriske anlegget, eksempelvis montasje av fester på tak og skinner/rammeverk, kan utføres av personer uten fagbrev innenfor elektrofaget⁵⁰.

2.1.3 Forskrift om elektriske forsyningsanlegg (FEF)

Forskriften gjelder for prosjektering, utførelse, drift og vedlikehold av elektriske forsyningsanlegg, og omfatter elektriske anlegg med tilhørende bygninger for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi, jf. § 1-2. Forskriften definerer høy- og lavspenningsanlegg som anlegg som har nominell spenning henholdsvis høyere enn, eller opp til og med 1000 volt vekselspanning eller 1500 volt likespenning. Forskriften stiller blant annet krav til prosjektering og drift av elektriske anlegg, forholdet til omgivelsene, sikkerhet og krav til utstyr på anleggene.

2.1.4 Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg (FEL)

Elektrisk lavspenningsanlegg er definert som anlegg med høyeste nominell spenning til og med 1000 volt vekselspanning eller 1500 volt likespenning. Formålet med forskriften er å oppnå forsvarlig sikkerhet ved prosjektering, utførelse, endringer og vedlikehold av elektriske lavspenningsanlegg og ved bruk av utstyr tilkoplede slike anlegg. Virkeområdet omfatter ulike typer lavspenningsanlegg som er tilknyttet et eksternt forsyningsanlegg eller egen generator. Forskriften gir grunnleggende sikkerhetskrav som viser hvilke farer forskriften tar sikte på å verne mot. Den retter seg mot alle som kan påvirke sikkerheten til anlegget, blant annet den som prosjekterer, utfører (for eksempel elektroinstallatør), eier/byggherre og bruker anlegget.

2.1.5 NEK 400-7-712

NEK 400 er normsamling som omfatter bearbejdede norske versjoner av europeiske standarder for å ivareta sikkerheten og tilfredsstillende funksjon ved prosjektering og installasjon av elektriske lavspenningsinstallasjoner. NEK 400 er det sentrale henvisningsgrunnlaget til forskrift om elektriske lavspenningsinstallasjoner. I henhold til forskriften skal virksomheter som planlegger og utfører elektriske installasjoner skrive en samsvarserklæring der de bekrefter at regelverket er oppfylt. Det er vanlig praksis i samsvarserklæringen at NEK 400 er lagt til grunn for arbeidet. Myndighetene (her Det lokale eltilsyn) kan kontrollere om sikkerhetskravene i NEK 400 er fulgt.

⁵⁰ Teksten er hentet, og delvis bearbejdet, fra [Informasjon om bygging av solceller.pdf \(l-nett.no\)](#)



Kapittel 7-712 i NEK 400 inneholder spesifikke krav til installasjon av solkraftanlegg. Kravene omhandler alt fra lederisolasjon, overspenningsbeskyttelse, jording, beskyttelse mot ytre påkjenninger, til sikkerhetsmerking.

2.1.6 *El-tilsynsloven*

Loven omfatter alle elektriske anlegg og alt elektrisk utstyr. Hva som ligger i elektrisk anlegg er ikke definert i loven, men definisjonen i energiloven § 1-3 første ledd kan brukes. Da menes en elektrisk utrustning og tilhørende bygningstekniske konstruksjoner for produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi. Elektriske anlegg skal prosjekteres, utføres, drives, vedlikeholdes og kontrolleres slik at de ikke frembyr fare for liv, helse og materielle verdier.

2.1.7 *Plan- og bygningsloven*

Solenergianlegg på bygninger regnes som bygningstekniske installasjoner, og de er normalt søknadspliktige i henhold til plan- og bygningsloven § 20-1. Tilsvarende gjelder vindkraftanlegg som er under konsesjonspliktgrensen. Kommunen er myndighet i slike saker, og vil vurdere om full konsekvensutredning er nødvendig.

Det er imidlertid unntak for søknadsplikt når det gjelder enkle installasjoner innenfor én bruksenhet eller branncelle, som nevnt i byggesaksforskriften (SAK10) § 4-1 første ledd bokstav e nr. 4. Eksempelvis vil en solcelleinstallasjon på taket av en frittliggende enebolig i utgangspunktet være unntatt søknadsplikt, inkludert endringer og reparasjoner på installasjonen. For installasjoner på borettslag vil det kunne stille seg annerledes, da installasjonen kan gå over flere brannceller.

Likevel kan det være tilfeller der en solcelleinstallasjon blir søknadspliktig selv innenfor én bruksenhet eller branncelle hvis den er i strid med plan- og bygningsloven, forskrifter eller kommunale planer og bestemmelser. Fasadeendringer, inkludert taket, er alltid søknadspliktige, og det vurderes om installasjonen endrer byggverkets «eksteriørmessige karakter» basert på blant annet beliggenhet, utforming og størrelse av installasjonen. For byggverk som er registrert som kulturminne (SEFRÅK-registeret) eller registrert til bevaring, er installasjonen også søknadspliktig. En solcelleinstallasjon er også søknadspliktig dersom installasjonen vil få konsekvenser for bæreevnen til takkonstruksjonen. Kommunen bør uansett kontaktes for å avklare søknadsplikt.

Det kan også være at kommunens areal- og reguleringsplaner setter grenser for hvilke tiltak man kan sette opp på sin tomt. Disse kan sette begrensninger for hva området kan brukes til (for eksempel avsatt til landbruk eller næring) eller det kan være begrensninger i hvordan fasaden på hus innenfor området kan se ut. Området kan også ligge i en hensynssone regulert til vern. Dette skjer gjerne ved at området er regulert som en hensynssone i kommuneplanens arealdel eller reguleringsplan. For bygninger som er vernet på denne måten, er etablering av solkraftanlegg alltid søknadspliktig hos kommunen. Dette kan påvirke om man kan få montere solkraftanlegg på taket.

2.1.8 *Byggteknisk forskrift*

Både søknadspliktige og ikke-søknadspliktige tiltak må oppfylle kravene i byggteknisk forskrift (TEK17). TEK17 gir primært overordnede funksjonskrav til byggverk og installasjoner, uten å spesifisere konkret utforming eller utførelse. Kravene fokuserer på nødvendige funksjoner som må være oppfylt, samt dokumentasjon av oppfyllelsen.



TEK17 § 11-10 stiller krav til tekniske installasjoner, som må prosjekteres og utføres slik at de ikke øker brannfaren eller spredningen av brann og røyk. Andre deler av TEK17, for eksempel TEK17 § 11-17, kan også indirekte påvirke solcelleinstallasjoner, da de krever tilrettelegging for rednings- og slokkemannskap. Det er viktig å montere solcelleinstallasjoner på tak slik at brannpersonell kan bevege seg sikkert ved behov, og eventuell tvil må avklares med brannvesenet. TEK17s veiledning gir preaksepterte ytelser for å oppfylle forskriftens funksjonskrav, men det finnes ikke spesifikke preaksepterte ytelser for solcelleinstallasjoner. Krav om dokumentasjon av byggevarer gjelder både i TEK17 og forskrift om dokumentasjon av byggevarer. Byggevarer må ha forsvarlige egenskaper som bidrar til at byggverk oppfyller forskriftens krav, og disse egenskapene må kunne dokumenteres. Per nå er det uklart om solcelleinstallasjoner betraktes som byggevarer. Hvis de gjør det, må de følge kravene i den felles europeiske byggevarerforordningen, som implementeres gjennom forskrift om dokumentasjon av byggevarer⁵¹.

TEK17 § 14-5 femte ledd gir et insentiv til bruk av solceller på eller i tilknytning til en bygning. Forutsatt at anlegget produserer minst 20 kWh/kvm oppvarmet BRA per år, tillates det at rammekravet for energieffektivitet kan overstiges med 10 kWh/kvm. Dette gir utbyggere større fleksibilitet i valg av løsninger og at bygget ellers tillates å være litt mindre energieffektivt.

2.1.9 Energimerkeforskriften for bygninger

Plikt til å energimerke bygninger følger av energiloven kapittel 8 og energimerkeforskriften for bygninger. Energikarakteren gis etter en beregning av byggets energiytelse ved normalisert bruk og klima. Beregningen følger NS 3031 (2014) og det er beregningspunktet «levert energi» som er avgjørende for karakteren. I dette beregningspunktet vil lokalt produsert energi på bygningen komme bygningen til gode – både produksjon til eget bruk og eksport til nettet.

Et utkast til revisjon av energimerkeforskriften i to deler er under behandling. Del 1 som omhandler hvem som er pliktig og energimerke og hvilke bygg som er merkepliktige, ble sendt på høring 6. november 2023. Del 2 som omhandler beregningsmetoden for energikarakteren er sendt som et høringsutkast fra NVE til departementet. Forslag til endringer i beregningsreglene ventes å komme på høring snart. I høringsutkast del 2 har NVE foreslått å legge til grunn spesifikasjonen SN NSPEK 3031:2021 for beregning av bygningers behov for «levert energi». Beregningspunktet levert energi i spesifikasjonen skal i utgangspunktet ta hensyn til eksportert energi fra bygningen. Det åpnes også for å ta i bruk vektingsfaktorer for hver enkelt energibærer. NVE har foreslått at eksportert energi skal komme til fratrukk i bygningens beregnede leverte energi, men vektet med 0,3. Dette for å sikre at ikke installasjon av solkraftanlegg går på bekostning av tiltak som øker energieffektiviteten til bygningsskroppen.

Videre er det foreslått at bygninger på samme eiendom som er knyttet til felles lokal energiproduksjon kan få arealfordelt kraftproduksjonen inn i sitt energimerke.

2.1.10 Kulturminneloven

Kulturminneloven kan begrense utbyggingen av solkraftanlegg på flere måter. Ved etablering av solkraftanlegg på en fredet bygning eller i et fredet kulturmiljø, kreves det innvilget søknad om dispensasjon. I slike tilfeller, med unntak av bygg som står på Riksantikvarens liste, er det fylkeskommunen som er rett myndighet i kulturmiljøforvaltningen, og som fatter vedtak om

⁵¹ [Forskningsrapport, fd SP-Rapport \(dsb.no\)](#)



dispensasjon. I en del tilfeller ligger fredede bygninger innenfor områder som også er angitt som hensynssoner i kommune- eller reguleringsplan. I slike situasjoner vil tiltaket også kreve tillatelse fra kommunen.

Hvis det skal etableres solkraftanlegg på fredede og verneverdige bygninger, skal anlegget være visuelt godt tilpasset bygningen. For bygninger uten vern har kommunen ansvar for at tiltak etter plan- og bygningsloven prosjekteres og utføres slik at de har gode visuelle kvaliteter⁵². Riksantikvaren har utarbeidet egen veileder⁵³ for hvordan solenergianlegg kan planlegges på en god måte.

Kulturminneloven gjelder også ved etablering av bakkemonterte anlegg. Gjennom konsekvensutredning, enten fastsatt gjennom energiloven eller plan- og bygningsloven, skal tiltakshaver kartlegge kulturminner i henhold til § 9. Dersom det avdekkes automatisk fredede kulturminner gjelder forbud mot inngrep etter § 3, men det kan søkes om tillatelse til inngrep etter § 8.

2.1.11 Jordlova

Det er noen unntak fra jordlova for tiltak med konsesjon etter energiloven. I utgangspunktet gjelder hele jordlova for tiltak for lokal energiproduksjon, jf. jordlova § 2, siden småskala kraftproduksjon i denne sammenheng vil være under konsesjonspliktgrensen i energilovforskriften § 3-1.

Det er driveplikt på alt jordbruksareal i Norge⁵⁴. Loven krever ikke en konkret driftsform, men jorda må bli holdt i en slik kulturtilstand at arealet kan nyttes til vanlig jordbruksdrift. Dersom produksjonsegenskapene på jordbruksarealer (med solcellepaneler) forringes over tid eller at deler av arealet ikke er tilgjengelig for drift, vil dette kunne utgjøre et brudd på driveplikten. Dette må vurderes konkret i hver enkelt sak, og vurderes ofte i ettertid fordi produksjonsevnen kan endres/svekkes over tid.

Det er forbud mot å bruke dyrka eller dyrkbar jord til andre formål enn jordbruksproduksjon. Dette kalles omdisponeringsforbudet⁵⁵. Begrunnelsen for forbudet mot omdisponering er hensynet til jordvern, altså å sikre at de matproduserende arealene ikke blir brukt til andre formål enn jordbruk. Dersom solcellepanel plasseres på dyrka jord, og arealet kun skal brukes til solkraftproduksjon, kreves det samtykke til omdisponering. Ved sambruk, der solkraftverk etableres i kombinasjon med jordbruk, må det avgjøres i hvert enkelt tilfelle om det regnes som omdisponering. Dagens regelverk tillater derfor i utgangspunktet ikke bygging av solkraftverk på dyrka jord, ettersom det vil regnes som en omdisponering.

Dersom man ønsker å plassere tiltaket i dyrka eller dyrkbar jord, trenger man dispensasjon fra omdisponeringsforbudet. Det er kommunen som gir slik dispensasjon.

⁵² Jf. plan- og bygningsloven §§ 29-1 og 29-2

⁵³ [Riksantikvarens veileder om solenergianlegg på eksisterende bygninger - Riksantikvaren](#)

⁵⁴ Jf. jordlova § 8

⁵⁵ Jf. jordlova § 9



2.1.12 Forurensningsloven

Loven har et generelt forbud mot forsøpling (og forurensning) og pålegger den som, bevisst eller ubevisst forsøpler, å sørge for nødvendig opprydning⁵⁶. Det innebærer at både privatperson som får installert anlegg for lokal energiproduksjon og firmaet som utfører jobben har ansvar for å påse at det ikke forsøples, og eventuelt rydde avfallet.

2.1.13 Naturmangfoldloven

Naturmangfoldloven er særlig aktuell ved større energiproduksjonsanlegg, som krever store arealer i både anleggs- og driftsfasen. Ved montering av tiltak for lokal energiproduksjon, vil loven kunne være aktuell særlig ved bakkemonterte tiltak. Når kommunen godkjenner en søknad om tiltak, må den ha vurdert hvordan naturmangfoldet påvirkes i området for tiltaket⁵⁷. Gjennom konsekvensutredning, enten fastsatt gjennom energiloven eller plan- og bygningsloven, skal tiltakshaver blant annet kartlegge om tiltaket berører eller kommer i konflikt med verneområder etter naturmangfoldloven kapittel fem.

2.1.14 EUs taksonomi for bærekraftig økonomisk aktivitet

Taksonomien⁵⁸, som er en klassifisering av bærekraftige aktiviteter, gir rammer for å fastslå om en investering er bærekraftig eller ikke. Det er mye kapital som søker bærekraftige investeringer og slik vil taksonomien gi insentiver til hele markedet om bærekraft. Selv om taksonomien er under etablering, så har den allerede virkninger i finansmarkedene slik at for eksempel miljøvennlige bygg kan få bedre finansieringsbetingelser.

Investeringer i solkraft vil i seg selv kvalifisere som en miljøvennlig investering forutsatt at de ikke har andre vesentlige miljøulemper (jf. 7.6 i Vedlegg 1 i forordningen). Videre vil investering i solkraft på bygninger bidra til høy energiytelse for bygningen, og dermed være ett av flere mulige tiltak for å tilfredsstille taksonomiens krav for bygninger. Det er beregningsmetodikken for hvert lands energimerkeordning som ligger til grunn for taksonomiens krav til bygninger.

Energimerkeforskriften i Norge er nå til revisjon, men man må forvente at solkraft også i fortsettelsen vil være blant de aktuelle tiltakene.

2.1.15 Økodesigndirektivet og energimerkeforordningen for produkter

Økodesigndirektivet og energimerkeforordningen er to virkemidler initiert av EU og skal redusere energirelaterte produkters miljøbelastning i hele deres livssyklus og gi forbrukeren mulighet til å velge de mest energieffektive produktene på markedet.

Økodesignregelverket setter minimumskrav til energieffektivitet for energirelaterte produkter som skal selges på EUs marked. Ved å sette klare krav om energieffektivitet, vil produsenter tilpasse seg kravene allerede i produktets designfase. Det kan også stilles krav om andre vesentlige miljøforhold og krav til blant annet funksjonalitet og kvalitet.

Energimerking gir forbruker mulighet til å velge de mest energieffektive produktene innen hvert produktområde, med lave driftskostnader og mindre miljøpåvirkning. Energimerkeordningen

⁵⁶ Lovens §§ 28 (forsøpling) og 7 (forurensning)

⁵⁷ Naturmangfoldloven §§ 7-12

⁵⁸ [Kommisjonsforordning \(EU\) 2021/2139](#)



setter krav til at produkter blir tydelig merket på en skala fra A til G i henhold til produktets energieffektivitet.

Produkter som er i prosess til å få krav er blant annet solcellemoduler og vekselrettere. Når produkter omfattes av krav, kan dette gjøre anskaffelsesprisen for produktet dyrere, for eksempel dersom produksjonsprosessen må legges om. Det innføres i økende grad også sirkulærøkonomikrav for å forlenge levetiden til produktene, blant annet ved å stille krav om reparerbarhet og tilgjengelighet av reservedeler. Dette skal bidra til å oppveie for økte anskaffelseskostnader.

EU har beregnet at økodesign- og energimerkekravene vil øke elektrisitetsproduksjonen til solkraftanlegg i EU med 3-5 prosent (11-14 TWh) i 2030 og samtidig bidra til å spare opptil 25 prosent av primærenergiforbruket til produksjonen av solcellemoduler og -vekselrettere.

2.2 EU-rettsakter som kan få betydning for fremtidig regulering

2.2.1 Bygningsenergidirektivet

Som et ledd i REPowerEU-initiativet foreslo EU-kommisjonen 18. mai 2022 ytterligere endringer til det allerede foreliggende forslaget om endring av direktiv 2010/31/EU (Bygningsenergidirektivet), som ble sendt på høring i 2021. Kommisjonen foreslår å legge til et krav om å optimalisere potensialet for bygningers utnyttelse av solenergi for senere å kunne installere kostnadsoptimal sol(energi)teknologi. Kommisjonen foreslår at:

- alle nye offentlige bygninger og forretningsbygg med gulvareal større enn 250 kvadratmeter skal ha installert passende solenergiinstallasjoner innen 31. desember 2026.
- alle eksisterende offentlige bygninger og forretningsbygg med gulvareal større enn 250 kvadratmeter skal ha installert passende solenergiinstallasjoner innen 31. desember 2027.
- innen 31. desember 2029 skal alle nye boliger og boliger ha installert passende solenergiinstallasjoner.

Medlemsstatene skal definere og offentliggjøre nasjonale kriterier for praktisk gjennomføring av disse kravene (inkludert unntak for visse typer bygninger), i samsvar med det tekniske og økonomiske potensialet for solenergi, og de aktuelle bygningenes karakter.

Hverken revisjonsforslaget fra 2021 eller REPowerEU-forslaget fra 2022 er vedtatt i EU per nå. Norge arbeider i disse dager med implementering av bygningsenergidirektivet fra 2010.

2.2.2 Energieffektiviseringsdirektivet

Energieffektiviseringsdirektivet har ingen bestemmelser som direkte angår solkraft. Men det er krav til medlemsstatenes planer og virkemidler for energieffektivisering, og direktivet inneholder energispareforpliktelser. Hvilken beregningsmetode som ligger til grunn, har betydning for om lokal solkraftproduksjon er inkludert eller ikke. For eksempel vil solkraft til eget bruk ofte bli regnet med i et byggs energiytelse, men ikke nødvendigvis det som blir matet inn på nettet. Solkraft vil ellers regnes som fornybar energiproduksjon og blir behandlet under omtalen av fornybardirektivet, jf. 2.2.3. EU har i år vedtatt en ny versjon av direktivet, etter at det ble revidert i 2018. Norge har ikke gjennomført energieffektiviseringsdirektivet fra 2012. Det foreligger likevel ferdigbehandlede endringer i energiloven (Kunngjort 16.06.2023) som legger til rette for å gjennomføre deler av direktivet. Endringene trer i kraft når kongen bestemmer.



I lovendringens nye § 8.5 pålegges alle store foretak å regelmessig gjennomføre energikartlegging, jf. direktivets artikkel 8. Hva som regnes som store foretak gis i forskrift om energikartlegging av store foretak som var på høring høsten 2020. I høringsforslaget er det foreslått at foretaks egenproduserte energi skal inngå i energikartleggingen.

2.2.3 Fornybardirektivet

Fornybardirektivet (2018/2001) har flere bestemmelser som er relevante for etablering av lokal energiproduksjon- og lagring. Direktivet ble vedtatt i 2018 og ble implementert i medlemslandene 1. juli 2021. Norge er på sin side i prosess med å vurdere EØS-relevans.

Direktivet stiller blant annet krav til tillatelsesprosesser for fornybar energiproduksjon. Utbygger skal kun trenge å forholde seg til ett kontaktpunkt, som skal gi nødvendig informasjon og koordinere søknadsprosessen for alle administrative tillatelser til å bygge, oppruste og drive energianlegg og for nettilknytning. Søknadsprosessen skal omfatte alle prosedyrer fra bekreftelse på at søknad er mottatt til vedtak er fattet. Det stilles krav til at søknadsprosessen ikke kan gå over ett år for elektriske anlegg med kapasitet under 150 kW. For større anlegg er fristen satt til to år. Unntak kan gjøres kun ved ekstraordinære omstendigheter, der fristen kan utvides med opptil ett år. Klagebehandling er unntatt disse fristene. Direktivet stiller krav til forenklet tilknytningsprosess for kraftproduksjon fra fornybare energikilder med installert ytelse under 50 kW.

I tillegg er det gitt krav som skal bidra til at byggeiere, planleggere, arkitekter og prosumenter av fornybar kraft og varme, får god informasjon om fornybarteknologier, tjenesteleverandører og støtteordninger. Det skal også sikres en sertifisering eller annen kvalifisering av installatører av anlegg for biobrensel, solenergi, jordvarme og varmpumper.

Sluttbrukere skal ha rett til å gå sammen i fornybare energisamfunn for å produsere, lagre og selge fornybar energi. Definisjonen på energisamfunn som gitt i direktivet:

Et fornybart energisamfunn betyr en juridisk enhet som;

- *ifølge nasjonal lov, er basert på en åpen og frivillig deltakelse, er autonom og kontrollert av aksjonærer eller medlemmer som er lokalisert i nærheten av fornybare energiprosjekter som eies og driftes av den juridiske enheten,*
- *har aksjonærer og medlemmer som er naturlige personer, små- og mellomstore bedrifter eller lokale myndigheter, inkludert kommuner,*
- *har som hovedformål å fremme miljømessig, økonomiske og sosiale samfunnsfordeler for sine medlemmer eller for lokalmiljøet, fremfor finansiell profitt.*

EU legger vekt på at økt deltakelse i fornybare energiprosjekter fra vanlige sluttbrukere og lokale myndigheter, skal kunne bidra til større allmenn aksept for fornybar energiproduksjon. Derfor skal energisamfunn, til tross for at de gjerne er små, ha like rettigheter og plikter som storskala energiprodusenter. Medlemmene i et energisamfunn skal samtidig være underlagt de samme kostnader, avgifter og nettariffer som sluttbrukere som ikke deltar i et energisamfunn. Fornybardirektivet ble igjen revidert i 2021 som en del av «Fit for 55»-pakken i EU, og ytterligere skjerpet som følge av REPowerEU-planen i 2022. Endelig direktivtekst ble publisert i Den europeiske unions tidende 31. oktober 2023⁵⁹. I dette direktivet stilles det krav til tidsfrister for tillatelser for fornybare energiprosjekter. Mindre solkraftanlegg under 100 kW som ikke forventes å kreve kapasitetsutvidelse i distribusjonsnettet, skal få automatisk godkjenning dersom saken ikke

⁵⁹ [Directive \(EU\) 2023/2413](#)



behandles innen en viss tidsfrist. For større kraftproduksjonsanlegg for sol- og vindkraft er intensjonen å legge opp til hurtig saksbehandling i utpekte områder (såkalte akselerasjonsområder) som medlemsstatene velger selv. Blant annet skal det i utvelgelse av områder gis prioritet til såkalte *kunstige og utbygde overflater*, som tak og fasader på bygninger, transportinfrastruktur og deres direkte omgivelser, parkeringsområder, gårder, avfallsplasser, industriområder, gruver, kunstige vannforekomster, innsjøer eller reservoarer innlands, og der det er passende, urbane søppelanlegg og forringet land som ikke er brukbart for landbruket. Ved utvelgelse av områder skal det gjennomføres en strategisk miljøkonsekvensutredning slik at man kan anta at prosjekter innenfor området har mindre miljøkonflikter enn andre steder.

Prosjekter i de utpekte *akselerasjonsområdene* skal få en forenklet og hurtigere saksbehandling enn utenfor, med frist på ett år (to år for offshore vind). Fornybare energiprosjekter på blant annet «kunstige overflater» vil også få forrang foran andre hensyn (overordnet offentlig interesse), som begrenser muligheten for juridiske innvendinger mot slike saker.

2.2.4 Batteriforordningen

EUs nye batteriforordning fra 2023 er et viktig tiltak under EUs handlingsplan for sirkulær økonomi fra mars 2020. Forordningen etablerer de rettslige rammevilkårene for en grønn omstilling i transport- og energisektoren i Europa. Alle kategorier batterier, inkludert batterier i elbiler og industrielle batterier, er omfattet av regelverket. Regelverket innfører flere nye krav for å maksimere tilpasning til en mer sirkulær økonomi, typisk positive bærekraftsegenskaper slik som kvalitet, levetid, fradelbarhet, mulighet for gjenbruk, fortsatt, men endret bruk, m.m. Det stilles også sikkerhetskrav til stasjonære batterilagringssystemer, da slike batterisystemer foreløpig ikke er dekket av noe annet unionsregelverk.

EU-kommisjonen skal også utarbeide utfyllende regler for ombruk av batterier til samme formål eller nye formål som stasjonær lagring av energi.

Regelverket er til vurdering i EØS/EFTA-landene.