

SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE AV 8 TWh SOLKRAFT

Virkemidler for 8 TWh solkraft innen 2030

Solenergiklyngen, Fornybar Norge, NBBL. Nelfo og Norsk Eiendom

Rapportnr.: 2024-1359, Rev. 0

Dato: 21 mars 2024



Prosjektnavn: Samfunnsøkonomisk analyse av 8 twh solkraft
Rapporttittel: Virkemidler for 8 TWh solkraft innen 2030
Oppdragsgiver: Solenergiklyngen, Fornybar Norge, NBBL. Nelfo og Norsk Eiendom
Kontaktperson: Andreas Strømsheim Aadmodt
Dato: 21 mars 2024
Prosjektnr.: 10480588
Org. enhet: EMS
Rapportnr.: 2024-1359, Rev. 0
Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

DNV Energy Systems
Energy Markets and Strategy
Veritasveien 1, 1363 Høvik
Org. nr. 945 748 931

Oppdragsbeskrivelse:

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Frdia Aulie, Menon

Jørgen Bjørndalen, DNV

Kjetil Ingeberg, DNV

Piotr Spiewanowski, Menon

Ine Solsvik Vågane, DNV

Ada Lunde, Menon

Internt i DNV er informasjonen i dette dokumentet klassifisert som:

	Kan dokumentet bli distribuert internt i DNV etter en gitt dato?	
	Nei	Ja
<input checked="" type="checkbox"/> Open	--	--
<input type="checkbox"/> DNV Restricted	--	--
<input type="checkbox"/> DNV Confidential	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> DNV Secret	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Flere personer som er autorisert til å distribuere dette dokumentet internt i DNV:

Keywords

Rev. no.	Date	Reason for issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0		First issue			

Copyright © DNV 2024. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

UAVHENGIGHET, UPARTISKHET OG BEGRENSNINGER I RÅDGIVNINGENS UTSTREKNING

Dette dokumentet inneholder innhold levert av DNV. Vær oppmerksom på følgende:

Etiske uavhengighetstiltak

For å opprettholde den nødvendige integritet og upartiskhet som er essensielt for våre tredjepartsroller knyttet til samsvarsvurderinger, utfører DNV innledende interessekonfliktvurderinger før vi påtar oss engasjement i tilknytning til rådgivningstjenester.

Rolleprioritet

Denne rapporten er utarbeidet av DNV i sin rådgivende kapasitet, etter at vi har gjort interessekonfliktvurderinger. Innholdet i rapporten er adskilt fra DNVs ulike roller som uavhengig leverandør av tredjeparts tjenester knyttet til samsvarsvurdering. Hvor overlapp eksisterer mellom disse to typene av tjenester, vil tredjeparts tjenester knyttet til samsvarsvurdering utført av DNV være uavhengige av rådgivning som er gitt på vegne av DNV og de vil ha forrang over de rådgivende tjenestene som ytes.

Fremtidige tredjeparts tjenester knyttet til samsvarsvurdering

Innholdet i dette dokumentet vil ikke forplikte eller påvirke DNVs uavhengige og upartiske dømmekraft eller utfallet i eventuelle fremtidige tredjeparts tjenester knyttet til samsvarsvurdering som utføres av DNV hvor det kan være en viss tilknytning og sammenheng mellom rådgivningen som er gjort og den fremtidige tredjeparts tjenesten knyttet til samsvarsvurdering som skal ytes.

Gjennomgang av overholdelse

DNVs overholdelse av etiske regler og bransjestandarder når det gjelder skille av DNVs ulike roller og tjenester er underlagt periodiske eksterne gjennomganger.

Innholdsfortegnelse

	FORORD.....	1
1	SAMMENDRAG	2
2	OM DENNE RAPPORTEN.....	4
3	POLITISKE MÅL FOR SOLKRAFT I NORGE.....	5
4	ULIKE ANLEGGSTYPER OG MULIGHETER FOR 8 TWH SOLKRAFT	6
5	SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER	9
5.1	Målet er 8 TWh i 2030 – men hva er alternativet?	9
5.2	Verdi av kraftproduksjonen	10
5.3	Nettkostnader	13
5.4	Fordelingsvirkninger	14
5.5	Naturinngrep	16
5.6	Energi- og effektsikkerhet	16
5.7	Økt direkte deltagelse i energiforsyningen	17
5.8	Tid til realisering	18
5.9	Sikkerhetsaspekter	18
6	RAMMEVILKÅR, BARRIERER OG MARKEDSSVIKT.....	19
6.1	Dagens rammevilkår	19
6.2	Barrierer og markedssvikt	27
7	EKSEMPLER PÅ HVORDAN RAMMEVILKÅR PÅVIRKER LØNNSOMHET	30
7.1	Hvordan dagens rammevilkår påvirker husholdninger og bedrifter	30
7.2	Inntektsstrømmer til solcelleanlegg for en husholdning og en liten bedrift	32
7.3	Lønnsomhet	32
7.4	Virkningen av utvalgte rammevilkårsendringer	35
7.5	Virkemidler for storskala bakkemontert solkraft	37
8	VIRKEMIDLER OG VIRKEMIDDELPORTEFØLJE.....	38
8.1	Vi anbefaler økonomiske støtteordninger	38
8.2	To hovedgrupper av økonomiske støtteordninger	40
8.3	Ulike solkraftanlegg og ulike virkemidler	43
8.4	Behov for supplerende virkemidler	45
8.5	Tiden er knapp	45
9	BIBLIOGRAFI.....	46
Appendix A	Erfaringer fra Nederland, Tyskland og Polen	
Appendix B	Forutsetninger og detaljer for regneeksempler	

FORORD

Solkraft kan endre hvordan vi forholder oss til strømproduksjon, og gjør det mulig for eiere av boliger, yrkesbygg, kommuner, industri og landbruket å bli egne kraftprodusenter. Lagring, smart styring og deling vil sammen med solkraften gjøre energisystemet mer fleksibelt og effektivt, særlig hvis vi lykkes med å utvikle lokale energisamfunn. Norge har ambisiøse mål, og skal vi lykkes må eiere av bygg og solkraftprodusenter mobiliseres til å investere i størrelsesorden 80-100 milliarder kroner.

Det finnes imidlertid en rekke barrierer som må adresseres dersom vi skal lykkes med utbyggingen av solkraft i Norge. Det er regulatoriske barrierer, og i mange tilfeller gir solkraften for svak lønnsomhet. I tillegg trenger vi en bedret samhandling mellom strømmettet og uregulerbar produksjon for at vi skal sikre en kostnadseffektiv utbygging.

Fornybar Norge, Nelfo, Solenergiklyngen, NBBL og Norsk Eiendom ønsker med denne rapporten å etablere et samfunnsøkonomisk faglig grunnlag som kan bidra til utformingen av virkemidler og rammevilkår som tilrettelegger for en utbygging av 8 TWh solkraft innen 2030.

Rapporten bygger på "[Solkraft i bygningsmassen og samfunnet](#)" (Multiconsult, 2023), som gir en analyse av hvordan solkraft kan integreres i kraftsystemet på en best mulig måte teknisk, økonomisk og regulatorisk. Der finnes også forslag til en teknisk og regulatorisk verktøykasse for å unngå unødvendige kostnader og belastninger på strømmettet, og som kreves om vi skal nå 8 TWh innen 2030.

Denne rapporten tar dette funnet videre og identifiserer en rekke barrierer som må adresseres dersom vi skal lykkes med utbyggingen av solkraft. Som en del av analysen vurderes samfunnsøkonomiske virkninger av 8 TWh solkraft innen 2030. Videre er rammevilkår, barrierer og markedssvikt identifisert. Dette brukes til å analysere økonomien i solkraftprosjekter med dagens rammebetingelser og deretter for virkningen av mulige endrede rammevilkår. Basert på denne analysen foreslås aktuelle virkemidler og rammevilkår. Fornybar Norge, Nelfo, Solenergiklyngen, NBBL og Norsk Eiendom vil kunne bruke dette kunnskapsgrunnlaget når vi skal foreslå ny politikk og virkemidler, som vi mener er nødvendig for å nå solkraftmålet.

Elektrifisering og grønn næringsutvikling i Norge vil kreve store mengder kraft i årene som kommer. Derfor har Stortinget vedtatt et mål for ny solenergi på 8 TWh innen 2030 og bedt regjeringen om en konkret handlingsplan innen revidert nasjonalbudsjett i 2024. Tiltak og virkemidler skal ikke være til hinder for rasjonell nettutvikling, sier vedtaket videre (Vedtak 923, sesjon (2022-2023)). Vi håper denne rapporten vil bli et faglig underlag for regulering og virkemidler for å nå dette målet på en samfunnsøkonomisk god måte.

Fornybar Norge

Nelfo

Solenergiklyngen

NBBL

Norsk Eiendom

1 SAMMENDRAG

Stortinget har gjennom en rekke vedtak bedt regjeringen komme tilbake med virkemidler eller løsninger for å øke tempoet i utbygging av solkraft i Norge. Regjeringen har på sin side satt et mål om å nå 8 TWh solkraft innen 2030. Dette målet har bred støtte på Stortinget.

Gjennom en rekke ulike studier har det blitt klart at tre vesentlige forhold varierer kraftig mellom ulike solkraftanlegg: tid for gjennomføring, utbyggings- og nettkostnader og den privat/bedriftsøkonomiske verdien av solkraftproduksjonen. Ut fra dette er det meningsfylt å skille mellom bakkemonterte anlegg, som kan plasseres i naturen (grønne arealer) eller i tilknytning til ulike typer infrastruktur (grå arealer) og bygningsmonterte anlegg. Sistnevnte kan være alt fra et lite anlegg på et garasjetak til anlegg som 'fyller' taket på store næringsbygg. Interessekonflikter og tidsaspektet tilsier at de viktigste kategoriene av solkraft for å nå målet om 8 TWh er bygningsmonterte anlegg av alle typer og i mindre grad grå og grønne arealer. På lenger sikt er det sannsynlig at bakkemonterte anlegg vil bli viktigere, spesielt etter 2030.

Investerings- og vedlikeholdskostnader varierer svært mye mellom små og store solkraftanlegg. Store anlegg koster under halvparten av de minste anleggene. Nettkostnader er på den annen side sterkt avhengig av lokalisering og situasjonen ellers i samme område, med en vesentlig svakere sammenheng med størrelse og anleggstype.

Nytteverdien er hovedsakelig avhengig av hvor stor andel av produksjonen som går til å dekke eget forbruk. Av samme grunn vil solkraft som kan deles med andre forbrukere i samme område (for eksempel et nabolag eller en næringspark gjennom såkalt strømdeling) eller kan lagres for senere bruk, styrke lønnsomheten for eier(e). Forskjellen skyldes først og fremst at utbyggeren sparer nettleie og avgifter ved bruk av egenprodusert (eller delt) strøm. Besparelsen er mindre for samfunnet om man ikke lykkes med å utløse stordriftsfordeler.

Besparelsen på nettleie skaper fordelingsvirkninger, men ikke nødvendigvis slik mange har tenkt seg. På den ene siden må alle andre nettkunder betale mer når noen slipper å betale energiledd for egenforbruk av solkraft. For hver TWh forbruk av egenprodusert kraft, øker nettleien for de øvrige kundene med i størrelsesorden et kvart til et halvt øre/kWh for kunder som ikke utnytter solkraft. På den annen side vil kraftprisene alle forbrukere står overfor kunne bli i størrelsesorden et halvt øre/kWh lavere dersom målet for hver TWh solkraft som bygges ut, sammenlignet med om utbygging av solkraft stopper opp og Norge i stedet reduserer krafteksporten og øker kraftimporten. Ulempen med strømdeling for andre nettkunder er dermed mindre enn fordelene de samme kundene har av at andre bygger ut solkraft.

Lønnsomheten av og mulighetene for å investere i solkraft påvirkes av en rekke rammevilkår. En del av dagens rammevilkår bidrar positivt til den privatøkonomiske lønnsomheten. Eksempler på dette er fritak fra merverdiavgift (for egenprodusert strøm) og avgifter, fritak fra nettleie (produksjon til eget forbruk) og innmatingstariff (plusskundeordningen), samt støtte fra Enova. På den andre siden bidrar noen av dagens rammevilkår til å redusere de økonomiske incentivene til å investere i solcelleanlegg. Eksempler på dette er strømstøtten, begrensede delingsmuligheter for overskuddskraft, og mangel på tilstrekkelig kompetanse og kvalifisert personell til å oppfylle de tekniske kravene til installasjon.

Konsesjonsplikten til større solkraftanlegg kan slå relativt sett hardere ut for solkraft enn for annen fornybar kraft, ettersom solkraft har relativt lav kapasitetsfaktor. Anleggsbidrag (nettkostnader) kan også bidra til å redusere den privatøkonomiske lønnsomheten av å investere i solenergi, men gir et viktig prissignal som reflekterer nettkostnaden solkraften bidrar til. Når det gjelder arealtilgang finnes det et betydelig potensial for å utnytte eksisterende hustak og fasader til mindre solcelleanlegg, som i praksis ikke har noen arealkostnad. For bakkemonterte anlegg kan tilgjengelig areal være en begrensning for utbygging, og avhenger av arealtype, regler for hvordan areal kan brukes, bevaring av natur og konkurranse om bruken av arealene med andre næringsinteresser.

Til tross for at mange av de nevnte rammevilkårene bidrar positivt, er lønnsomhet den største barrieren for å investere i solkraft per i dag. Dette gjelder spesielt for små installasjoner hos husholdninger. Vår analyse viser at de akkumulerte inntektene ikke vil dekke investeringskostnadene for slike anlegg, selv med null i kapitalkostnad. Ettersom solenergianlegg har betydelige stordriftsfordeler, er prosjektøkonomien bedre for større anlegg. Mellomstore

takinstallasjoner hos bedrifter med en høy andel eget forbruk kan oppnå en lønnsomhet på litt over 5,5 % og rundt 8% for boligselskaper. Selv om dette er under standard referanseverdier for kapitalkostnader i privat sektor, er gapet til vi normalt regner som privatøkonomisk lønnsomt relativt lite.

Prosjektøkonomien kan forbedres gjennom tiltak som delingsløsninger eller fritak for merverdiavgift (på investeringskostnadene), men selv i kombinasjon er ikke disse tiltakene tilstrekkelige til å gjøre et lite husholdningsanlegg lønnsomt. Selv om frittstående bakkemonterte installasjoner kan dra nytte av en større skala, vil de vanligvis ikke dra nytte av reduksjonen i nettleie og elavgift som følger med strømdeling.

Selv om mer strømdeling, mer omfattende fritak for nettkostnader eller offentlige avgifter, eller pålegg om solkraft på bygg eller ved offentlig infrastruktur vil bidra til høyere eller raskere utbygging enn vi ellers ville ha sett, vil de politiske målsetningene om 8 TWh solkraft i Norge innen 2030 ikke nås uten mer presise virkemidler som styrker lønnsomheten. Overfor bakkemonterte anlegg og større bygningsmonterte anlegg (yrkesbygg) bør utgangspunktet være konkurransebaserte støtteordninger, for eksempel etter en lignende modell som vindkraftauksjonen for Sørlige Nordsjø II. Overfor boligbygg kan det være mer naturlig å ta utgangspunkt i rettighetsbaserte støtteordninger. Selv om slike relativt små anlegg typisk er mindre lønnsomme enn større anlegg på store bygg og anlegg på grå og grønne arealer, er det flere grunner til også å utvide tilbudet til private husholdninger sammenlignet med dagens Enova-støtte.

For å sikre en kostnadseffektiv utbygging, er det viktig at utbyggingen tar hensyn til hvordan det enkelte prosjekt påvirker nettkostnader. Da må nettselskapene stort sett behandle solkraft som alle andre spørsmål om tilknytning til og bruk av nettet. Det vil i sin tur føre til at enkelte prosjekter har behov for mer støtte – men dette reflekterer nettopp at disse prosjektene er mer kostnadskrevende enn prosjekter som ikke utløser tilsvarende nettkostnader.

Når et tak først bygges ut med solkraft, er det mye som tyder på at det aktuelle taket bør utnyttes maksimalt. Selv om dette eventuelt betyr vesentlig høyere produksjon enn brukeren av bygget selv har behov for, kan en stor installasjon være bedre fremfor å fordele den på flere tak. I så fall er en tilstrekkelig vid eller bred modell for strømdeling med nabolag eller i næringsparker, et verdifullt supplement.

Målet om 8 TWh skal nås innen 2030. Det krever en vesentlig høyere utbyggingstakt av solkraft enn vi så i 2023, da utbyggingen var rekordhøy i Norge. Stortingets mål er derfor ingen liten oppgave for solkraftaktørene og strømnetselskapene. Ambisiøse mål nås ikke uten effektive og virkningsfulle tiltak. Det er derfor viktig at arbeidet med å utvikle rammevilkår kommer i gang så raskt som mulig, og at man evaluerer og innretningen underveis. Både støtteordninger og auksjonsmekanismer må tilpasses etter hvert som man vinner erfaring og markedet modnes.

2 OM DENNE RAPPORTEN

I denne rapporten drøfter vi hvordan Norge kan nå målet om 8 TWh solkraft innen 2030 så raskt og rimelig som mulig. Rapporten er bestilt med utgangspunkt i en erkjennelse av at målet neppe nås uten offentlige virkemidler. Utfordringene med lønnsomhet er godt dokumentert (se for eksempel (Multiconsult, 2023a; Multiconsult, 2023b; NVE, 2024). Utover en del regneeksempler for illustrasjon av disse utfordringene, har vi i denne rapporten ikke lagt vekt på en full gjennomgang av alt som kan bedre lønnsomheten for solkraft. Følgelig er det heller ikke en systematisk økonomisk vurdering av lokal energiproduksjon og energisamfunn hvor sol- og vindkraft i samspill med lagring og styring brukes til å utløse økt egenbruk, fleksibilitet og unngå nettkostnader. Bakgrunnen for denne prioriteringen er selv om en del prosjekter utvilsomt kan bli mer attraktive for eierne med slike tiltak, tilsier behovet for styringseffektivitet og kostnadseffektivitet i virkemiddelbruken en annen tilnærming (se kapittel 8)

Skal målet nås, må en dermed vurdere hva slags virkemidler en bør satse på. Et underliggende premis for vår analyse er at virkemiddelbruken frem til 2030 ikke bør legge hindringer i veien for videre utbygging av solkraft etter 2030. Solkraftanlegg på bygg kan realiseres hurtigere enn solkraft på bakken, både grå og grønne arealer. I rapporten retter vi derfor særlig oppmerksomhet mot bygningsmonterte anlegg. Virkemiddelbruken bør imidlertid ta høyde for at bakkemonterte anlegg på sikt kan bidra med større kraftproduksjon.

Et solkraftanlegg kan være alt fra en liten installasjon på et boligbygg til et stort solkraftverk i samme størrelsesorden som store vannkraftverk eller vindparker. Solkraftanleggene står overfor ulike utfordringer, blant annet avhengig av størrelse. Det tilsier at virkemidlene trolig bør tilpasses ulike kategorier av solkraftanlegg, spesielt dersom effektiv måloppnåelse tilsier at vi må satse på mer enn en kategori. I denne rapporten starter vi derfor med en kort drøfting av hvordan potensielle solkraftanlegg bør kategoriseres (kapittel 4) og av de samfunnsøkonomiske virkningene av 8 TWh solkraft innen 2030 (kapittel 5). For utforming av effektive virkemidler, er det sentralt å forstå hvorfor måloppnåelse ikke kan forventes å gå av seg selv. Vi bruker derfor relativt mye plass på å beskrive rammebetingelser, barrierer og utfordringer for de som eventuelt kan bygge eller investere i solkraftanlegg (kapittel 6). I kapittel 7 presenterer vi kalkyler som viser de privatøkonomiske virkningene av ulike representative typer solkraftanlegg. Til sist samler vi trådene i kapittel 8 og skisserer det vi mener er en hensiktsmessig tilnærming når regjeringen skal utforme virkemidler for å nå målet om 8 TWh så raskt og effektivt som mulig for samfunnet.

I arbeidet med rapporten har vi også sett hen til erfaringer fra noen land med mye solkraft. I Appendix A har vi samlet en del informasjon fra Nederland, Tyskland og Polen. Detaljer og forutsetninger for regnestykkene som er presentert i kapittel 7 er dokumentert i Appendix B.

3 POLITISKE MÅL FOR SOLKRAFT I NORGE

Stortinget behandlet våren 2023 et representantforslag fra MDG om en nærenergireform. Den 5 juni 2023 vedtok Stortinget blant annet å be regjeringen legge frem en plan med mål og virkemidler for å fremme utbygging av produksjon av fornybar kraft i næringsarealer, langs motorveier og i andre nedbygde arealer, med mål om minst 5 TWh produksjon innen 2030.¹

Regjeringen har satt et mål om å nå 8 TWh solkraft innen 2030, som ble kunngjort i statsbudsjettet for 2024 etter å ha inngått en avtale med SV. En detaljert handlingsplan for å oppnå dette målet er planlagt å bli presentert våren 2024. NVE publiserte i februar 2024 sine vurderinger av hvordan regjeringens politiske ambisjoner kan realiseres (NVE, 2024). NVE anbefaler å sette effektgrensen for konsesjonsplikt til 5 MW for solkraftverk, og anbefaler å ikke innføre en ordning med konsesjonsplikt for solkraftverk. Videre anbefaler NVE at det må innføres utvidet tilknytningsplikt for produksjon opp mot 22 kV, slik at lokale nettselskap får plikt til å etablere nettanlegg frem til solkraftanlegget.

Målsetningen til Regjeringen har bred politisk støtte, blant annet fra Energikommisjonen og Kraftløftet. Energikommisjonen legger til grunn at det er mulig å oppnå 5-10 TWh solkraft innen 2030. Kraftløftet er et samarbeid mellom LO, NHO og Energidepartementet som blant annet har kommet opp med forslag til en nasjonal strategi for å forbedre energieffektivisering og øke produksjonen av lokal solkraft (Kraftløftet, 2023). I Kraftløftet blir det vist til at det er realistisk med 5,5 TWh solkraft på bygninger innen 2030. I så fall må minimum 2,5 TWh komme fra bakkemonterte anlegg. Kraftløftet bygger på anbefalingene fra Energikommisjonen, samt en rapport fra LO og NHO som heter «Felles energi- og industripolitiske plattform».

Klimautvalget understreker viktigheten av å tilrettelegge for mer utbygging av solkraft, spesielt på tak, for å utnytte eksisterende strukturer og arealer. På et bredere europeisk nivå, har EU økt sine målsetninger for fornybar energi til minst 42,5 prosent, men med et håp om å kunne oppnå 45 prosent. Som en del av dette initiativet, foreslår EUs bygningsenergidirektiv (EPBD) krav om at alle nybygg, samt bygninger som gjennomgår omfattende rehabilitering, skal utstyres med solcelleanlegg. Dette inkluderer også å fremme prosesser for energimerking som kan ha en direkte innvirkning på utbredelsen av solenergi.

¹ <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=93645>

4 ULIKE ANLEGGSTYPER OG MULIGHETER FOR 8 TWH SOLKRAFT

I studier av teknisk og økonomisk potensiale for solkraft er det vanlig å skille mellom bakkemonterte og bygningsmonterte anlegg. Innenfor bakkemonterte skilles det gjerne mellom plassering på grå og grønne arealer, mens det for bygningsmonterte ofte skilles mellom boligbygg og yrkesbygg, eventuelt kombinert med inndeling etter størrelse på byggene. Med disse kategoriene fanger vi opp særlig tre forhold som er viktige og som varierer mellom solkraftanlegg:

- **Tid for gjennomføring**
Mens små anlegg på bygg kan realiseres med ingen eller svært begrenset offentlig saksbehandling, vil andre anlegg kreve tidkrevende konsesjonsprosesser. For bakkemonterte anlegg kan prosessen sammenlignes med tilsvarende prosesser for vind- eller vannkraftverk. Arealkonfliktene knyttet til bakkemontert solkraft typisk kan være omfattende for anlegg i grønne arealer, som landbruksarealer eller skogsområder, mens de kan være enklere og raskere å vurdere for anlegg på grå arealer (næringsarealer, langs motorveier og i andre nedbygde arealer).
- **Skalafordeler**
Solkraftanlegg er kjent for å ha betydelige skalafordeler. For eksempel er kostnadene ved takmontering i liten grad avhengig av om halve eller hele takflaten kan utnyttes. Det samme gjelder til en viss grad for de elektriske arbeidene. Mens de minste anleggene ofte kan etableres uten at de utløser tiltak i strømmettet, vil store anlegg som oftest kreve tiltak i nettet, som kan være både kostbare og tidkrevende. Mange små anlegg innenfor et konsentrert område kan imidlertid til sammen skape nettmessige utfordringer, mens dersom store anlegg knyttes sammen med vind- eller vannkraftverk eller svært stort forbruk, øker sjansen for at de nettmessige konsekvensene er moderate. Kostnaden per produserte enhet varierer derfor sterkt med størrelsen på og plasseringen av anlegget.
- **Verdi for utbygger**
Solkraft som reduserer utbyggers uttak fra nettet til eget forbruk er mer verdifullt for en utbygger enn solkraft som 'bare' mates inn på nettet. Årsaken er ganske enkelt at både nettariffer og offentlige avgifter knyttet til bruk av strøm tar utgangspunkt i et målepunkt. Produksjon 'bak' måleren reduserer behovet for uttak fra nettet og går typisk til reduksjon av avregningsgrunnlaget for energiledet i nettariffen, forbruksavgift på elektrisk kraft og betaling til Energifondet. Solkraftanlegg på private hustak faller typisk i denne kategorien. En frittstående bakkemontert solkraftpark har ikke noe tilsvarende eget forbruk og verdien for utbygger blir dermed 'bare' det kraften kan selges for, fratrukket nettariffer. Dersom solkraftanlegg på private hustak bygges for maksimal solkraftproduksjon, vil anlegget i perioder produsere vesentlig mer enn forbruket i bygget. Deler av egenproduksjonen blir da typisk solgt for om lag samme pris som en frittstående solkraftpark kan oppnå. Delingsordninger, lokal energilagring og lokale energisamfunn kan bidra til at en større andel av solkraftproduksjonen får samme verdi for utbygger som det utbygger kan bruke selv. Mulighet til å flytte strømforbruk til perioder med høy solkraftproduksjon har tilsvarende verdi.

NVE (2024) baserer sine anbefalinger på tidligere studier av potensialet for solkraft, blant annet Multiconsult (2022) og IFE (2023). Multiconsult har også drøftet det tekno-økonomiske potensialet (Multiconsult, 2023b) og hvordan målet om 8 TWh kan nås ved å satse på ulike kategorier (Multiconsult, 2023a). Basert på disse analysene kan en, slik NVE også har gjort, trygt legge til grunn at det er mer enn tilstrekkelig takarealer, grå og grønne arealer til å bygge langt mer enn 8 TWh solkraft innen 2030.

Like viktig er imidlertid spørsmålet om det er eller kan bli nettmessig tilstrekkelig kapasitet til å etablere så mye som 8 TWh solkraft innen 2030. Multiconsults analyser går grundig inn på dette. Skal vi unngå store (og tidkrevende) nettkostnader, blir vi avhengig av forholdsvis høy egenbruk eller samtidighet mellom solkraftproduksjon og nærliggende kraftforbruk (for eksempel via delingsløsninger) og at nettselskap kan foreta såkalt dynamisk struping (kortsiktig

reduksjon av innmating av solkraft på strømmettet). Dynamisk struping kan enten løses med tilknytning på vilkår eller med en (ny) hjemmel for nettselskap.

Konsesjonsbehandling av bakkemonterte anlegg i grønne arealer vil etter alt å dømme være tidkrevende. Landbruksdirektoratet (2024) peker for eksempel på betydelige interessekonflikter som det kan ta lang tid å avklare. Et forslag om å heve grensen for konsesjonsplikt etter energiloven til 5 MW (NVE, 2024) kan redusere tidsbruken noe for anlegg under denne grensen. Anlegg under energilovens grense vil likevel omfattes av plan- og bygningsloven. Selv slike relativt mindre anlegg kan medføre interessekonflikter som det kan være tidkrevende å løse. Stadig flere kommuner varsler imidlertid at de vil vente med å ta stilling til bakkemonterte solkraftanlegg til de uansett skal rullere arealdelen av sine kommuneplaner. Det kan forsinke saksbehandling med opptil 15 år. Tidsaspektet tilsier derfor at svært mye av solkraften som er nødvendig for å nå målet må komme fra bygningsmonterte anlegg og eventuelt anlegg på grå arealer.

Grå arealer betyr blant annet parkeringsområder, arealer ved motorvei, nedlagte avfallsdeponier og næringsparker. Multiconsult (2022) anslår at de tre første kategoriene her kan gi rom for opp mot 5 TWh årlig produksjonskapasitet, men peker også på at kostnadene generelt er høyere enn for eksempel (større) prosjekter i skog og på landbruksarealer.

I januar 2024 var det meldt inn til NVE solkraftprosjekter med til sammen 1,5 TWh årlig produksjonskapasitet (1560 MW) (Teknisk Ukeblad, 2024). Dette er i hovedsak knyttet til grønne og grå arealer. Om alt dette etableres uavhengig av eventuelle (nye) virkemidler eller endringer i for eksempel regulering av nettvirksomhet og tariffing er naturligvis usikkert. *Dersom* dette kommer uansett, gjenstår det likevel 6 TWh årlig produksjonskapasitet.

Samlet tyder dette på at regjeringens mål om 8 TWh innen 2030 bør kunne nås, men det er uvisst om Stortingets vedtak om 5 TWh på grå arealer innen 2030 er gjennomførbart. I praksis bør trolig så mye som mulig komme som bygningsmonterte anlegg. Skal målet nåes, må det også erkjennes at det er et ambisiøst mål.

Ved utgangen av 2023 er det installert solkraftanlegg med en årlig produksjonskapasitet i underkant av 0,5 TWh i Norge.² Gjennom året ble det installert om lag 300 MW³, noe som tilsvarer om lag en fordobling av installert kapasitet. Skal vi nå målet om 8 TWh innen (utløpet av) 2030, må det i gjennomsnitt installeres mer enn 1100 MW hvert år fra nå.⁴ Utbyggingstakten må altså være tre ganger høyere enn i 2023 i årene som kommer.

Et aktuelt spørsmål er derfor hvilke bygningsmonterte anlegg som vil være mest aktuelle. Her er det flere momenter som gjør seg gjeldende. Vi behandler disse i større detalj i kapittel 7, men oppsummert handler dette om følgende:

- Store anlegg, for eksempel på lagerbygg og andre yrkesbygg med stort takareal, er relativt rimeligere å etablere enn små anlegg. En ikke ubetydelig andel av total-kostnaden er lite følsom for anleggets størrelse.
- Små anlegg og anlegg på bygg med høyt forbruk relativt til solkraftanlegget har lavere risiko for å utløse store nettkostnader, spesielt i den grad de nettmessige konsekvensene av solkraftanlegget er at kundens maksimale uttak går ned eller kundens maksimale innmating ikke er større enn nettet uansett kan håndtere
- Små anlegg og anlegg på bygg med høyt forbruk relativt til solkraftanlegget gir høyere privatøkonomisk nytte av kraftproduksjonen enn anlegg som mater mye inn på nettet.
 - Delingsløsninger der for eksempel nabolag eller næringsområder kan bruke solkraften på samme vilkår som eieren selv, utvider betydningen av denne fordelten

² Kilde: Tallet er basert på data fra Elhub.

³ Effekten i solcelleanlegg oppgis ofte i kWp eller MWp, der p står for peak. kWp måles på likestrømsiden av anlegget. Etter omforming til vekselstrøm måles (den aktive) effekten 'ut' fra anlegget i kW eller MW.

⁴ Vi 'mangler' 7,5 TWh. Fordelt på 7 år blir dette ca. 1,1 TWh/år. Med et optimistisk anslag på 1000 timers brukstid, må en da ha minst 1100 MW installert kapasitet.

- Strøm og strømpriser har de siste årene blitt et kontroversielt tema med sterke følelser, blant både husholdninger og næringsdrivende. Dersom staten skal bruke av fellesskapets midler for å øke takten i utbygging av solkraft, kan det være hensiktsmessig å legge til rette for at så mange som mulig skal få muligheten til å delta og slik sett delvis være med på tilbudssiden i kraftmarkedet.

I det videre legger vi derfor til grunn at

1. De viktigste kategorier av solkraft for å nå målet om 8 TWh innen 2030 er bygningsmonterte anlegg av alle typer og i noen grad anlegg på grå arealer
2. Anlegg på grønne arealer kan være økonomisk attraktive, men for mange slike prosjekter kan det være svært tidkrevende å innhente nødvendige tillatelser

5 SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER

Utforming av virkemidler for å nå målet om 8 TWh solkraft innen 2030 avhenger ikke bare av hva slags solkraftanlegg som er aktuelle, men også av virkningene en slik utbygging har på kraftsystemet og samfunnet for øvrig. Vi fortsetter derfor med en vurdering av de samfunnsøkonomiske virkningene av at målet nås.

De samfunnsøkonomiske virkningene av utbygging av solkraft omfatter både direkte virkninger for de som investerer, så som den privat- og bedriftsøkonomiske verdien av kraftproduksjonen, og indirekte virkninger, som for eksempel virkninger på forsyningssikkerhet, naturen eller andre forhold. Et annet viktig tema er fordelingsvirkninger, altså om det er systematiske forskjeller i hvem som tjener og hvem som taper i gjennomføringen av et tiltak. Tiltaket, i vår kontekst, avhenger av hvilke energipolitiske virkemidler og regulatoriske grep man velger å ta for å legge til rette for måloppnåelsen.

Et avgjørende spørsmål i en samfunnsøkonomisk analyse er hva som er alternativet til den endringen man vurderer (nullalternativet). I vårt tilfelle betyr det hva som er alternativet til en utvikling som resulterer i 8 TWh solkraft i 2030 (og eventuelt ytterligere utbygging av solenergi etter dette).

I tråd med dette starter vi kapitlet med en drøfting av nullalternativet. Kapitlet fortsetter med en kvalitativ og kvantitativ drøfting av de ulike elementene som hører hjemme i en samfunnsøkonomisk nyttevurdering av et mål om 8 TWh solenergi innen 2030 og potensielt videre utbygging etter dette:

- Verdiskaping av kraftproduksjonen; uttrykt ved engrospris fratrukket kostnadene ved solkraftproduksjonen
- Nettkostnader
- Fordelingsvirkninger
- Naturinngrep
- Energi- og effektsikkerhet
- Økt direkte deltagelse i energiforsyningen
- Tid til realisering
- Sikkerhetsaspekter

5.1 Målet er 8 TWh i 2030 – men hva er alternativet?

I samfunnsøkonomiske analyser er det behov for et nullalternativ. Virkningen av en konkret politikk kan oppfattes som forskjellen mellom nullalternativet og politikken eller endringen man vurderer.

Hensikten med kraftutbygging er å imøtekomme (økende) etterspørsel etter elektrisk energi. Med mindre industriaktiviteten i Norge går kraftig ned, vil omstilling bort fra fossile brensler og reduserte prosessutslipp av klimagasser bety en økning i kraftforbruket i Norge. Mer effektiv energibruk (enøk) kan riktignok redusere det eksisterende kraftforbruket, men samlet sett må vi forvente en netto forbruksøkning i årene som kommer. Det er naturlig å forstå de politiske målene om utbygging av solkraft i lys av dette. En av de antatte fordelene med solkraft fremfor annen ny kraftproduksjon er nettopp at den kan realiseres raskt og dermed legge til rette for den raske økningen i kraftforbruket som en rekke analyser peker på som sannsynlig (Energikommisjonen, 2023; NVE, 2023).

Dersom målet om 8 TWh innen 2030 ikke nås, er det nærliggende å ta utgangspunkt i at den ventede forbruksveksten da må dekkes med mer import (reduert eksport)⁵, eventuelt også økt energieffektivisering hos dagens strømbbrukere. Vi

⁵ Over en gitt periode kan økt forbruk «sikres» både ved å øke importen og redusere eksporten, uavhengig av kraftbalansen. Hvorvidt nullalternativet gir eller forsterker en situasjon hvor man er avhengig av netto-import over året (negativ kraftbalanse) avhenger av den øvrige utviklingen av kraftsystemet.

legger til grunn at det vil være en viss utbygging av spesielt vannkraft uavhengig av hvordan solkraften utvikles. Vi kan ikke se bort fra at ytterligere økning kan være mulig, heller ikke vindkraft, dersom investeringene i solkraft uteblir, men det tar generelt for lang tid å utvikle vannkraft av noe størrelse og vindkraft til at dette kan være et signifikant bidrag til å dekke forbruksveksten. Økt import (reduisert eksport) kan gjennomføres uten offentlig saksbehandling – det skjer 'av seg selv' gjennom markedsmekanismen. Energieffektivisering hos forbrukerne krever generelt heller ingen offentlig saksbehandling, men kan innebære økte kostnader for forbrukerne hvis de må investere i energieffektiviserende tiltak. Økt import fra våre naboland vil medføre høyere norske kraftpriser. Høyere priser vil typisk også bidra til noe lavere netto forbruksøkning enn vi ellers ville hatt. Oppsummert kan vi derfor karakterisere null-alternativet med **økt import** og/eller redusert eksport, noe lavere forbruk og **noe høyere priser**.⁶

Samtidig vil høyere priser enn vi ellers ville sett også stimulere til økt produksjon fra andre energikilder. På sett og vis kan dette oppfattes som en mellomting mellom hovedalternativet med 8 TWh solkraft i 2030 og nullalternativet med 1-2 TWh solkraft som antas å komme uansett (jf. kapittel 4). I det omfang økt produksjon fra andre kilder kan realiseres innen 2030 (gitt dagens rammevilkår), kan dette oppfattes som et slags subsidiært null-alternativ, og vil kunne erstatte deler av importøkningen i nullalternativet. Andre kilder vil i denne sammenheng være vannkraft (ny eller opprustning og utvidelser) eller vindkraft. Det er under alle omstendigheter begrenset hva som kan etableres av dette frem til 2030.

5.2 Verdi av kraftproduksjonen

Kraftproduksjon prises i engrosmarkedet. Trekker vi fra direkte produksjonskostnader får vi et mål på den samfunnsøkonomiske verdien av selve produksjonen. Når vi skal tallfeste dette, er spørsmålet dels hvilke(n) kraftpris(er) vi skal legge til grunn og hvordan prisen(e) avhenger av solkraftutbyggingen, og dels hvor store de relevante kostnadene er.

5.2.1 Kraftpriser

Det ligger i sakens natur at det er usikkerhet om kraftprisene fremover. I dette oppdraget tar vi utgangspunkt i offentlig tilgjengelige prognoser. Alle slike prognoser inneholder hver for seg et betydelig utfallsrom. NVE rapporterer for eksempel en forventningsverdi for kraftprisen i 2030 på rundt 80 øre/kWh (NVE, 2023). Her er det blant annet forutsatt at vi har 4 TWh solkraft i 2030. Tilsvarende viser Statnetts analyse en pris mellom 51 og 62 øre/kWh i 2030/2035 (Statnett, 2023). Også Statnetts analyse inkluderer noe solkraft i 2030. Samlet tilsier dette at det er hensiktsmessig å legge til grunn en fremtidig pris i størrelsesorden 50 til 80 øre/kWh⁷, med sannsynlighetsovervekt i den nedre enden av dette intervallet.

Vi har ovenfor argumentert for at i fravær av en utbygging av 8 TWh solkraft innen 2030, må vi regne med «noe høyere kraftpriser». Et interessant og relevant spørsmål her er hvor mye høyere priser det kan være snakk om. NVE har utført beregninger for 2030 med henholdsvis 4 og 8 TWh solkraftproduksjon i Norge og finner noe høyere priser i sommerhalvåret med 'bare' 4 TWh (NVE, 2024). Siden forbruket er forutsatt uendret, skyldes prisforskjellen utelukkende forskjellen i solkraftproduksjon og kraftutveksling med utlandet. Virkningen er størst i våtår. Hadde de sammenlignet 0 og 8 TWh ville forskjellen vært noe større. Produksjonssammensetningen i utlandet vil også ha betydning. For eksempel kan mye solkraft også i våre naboland skape importpress til Norge samtidig som vi har høy solkraftproduksjon i Norge. Det kan i verste fall medføre at produksjon må stanses og den mulige kraftproduksjon går tapt. I en tidligere analyse har NVE anslått at virkningen av 10 TWh økt vindkraftproduksjon uten tilsvarende økning i forbruket tilsier et prisfall i størrelsesorden 5 øre/kWh (NVE, 2019). Det skulle tilsi at et produksjonsbortfall på 6 til 8 TWh medfører en prisøkning på anslagsvis 3 til 4 øre/kWh, eller i størrelsesorden 5 til 10 prosent. Regnet per TWh solkraft utgjør prisvirkningen i

⁶ Prisvirkningen av import i stedet for solkraftproduksjon er usikker. I forbindelse med dette oppdraget har vi ikke gjort egne simuleringer for å analysere virkningen. Se for øvrig kapittel 5.2.1.

⁷ Det er her snakk om realpriser, målt i 2023-kroner.

størrelsesorden et halvt øre/kWh. Merk at denne analysen er fire år eldre enn Statnetts og NVEs seneste prisprognoser, og at et slikt anslag blant annet vil avhenge av årlig produksjonsprofil og graden av import/eksport med utlandet i perioden man ser på. Imidlertid vi merke oss at **usikkerheten knyttet til selve prisnivået er vesentlig større enn anslaget for virkningen av solkraft på kraftprisene.**

Ettersom solkraft hovedsakelig produseres i sommerhalvåret, er det grunn til å anta at prisforskjellen mellom scenarioer med og uten (eller med mye og lite) solkraft er størst i sommerhalvåret. Av samme grunn er det også grunn til å tro at oppnådd produksjonsverdi for solkraftanlegg er lavere enn gjennomsnittlig kraftpris per år. Vi tar hensyn til dette i regneeksemplene i kapittel 7.

Oppsummert legger vi derfor til grunn at kraftprisen være i størrelsesorden 50 til 80 øre/kWh i basisscenarioet med 8 TWh solkraft. Dersom vi hverken får 8 TWh solkraft eller 8 TWh annen produksjon, kan vi vente oss kraftpriser 5 til 10 prosent over dette. I beregningene i kapittel 6 har vi tatt utgangspunkt i disse prisene, men korrigert for at prisene generelt er lavere i sommerhalvåret og at forskjellen kan være større med mye solkraft i kraftsystemet.

5.2.2 Investerings- og produksjonskostnader

Installasjonskostnader og kostnader til drift og vedlikehold for solkraftanlegg varierer med anleggsstørrelsen og beliggenhet. Jo større anlegg, jo lavere blir gjennomsnittlig produksjonskostnad per kWh. Kostnadsanslag er per definisjon usikre, og vi har derfor sett hen til flere kilder for kostnadsinformasjon.

- NVE har generelle anslag for produksjonskostnader for kraft (LCOE) for en rekke ulike teknologier (NVE, 2023). NVE presiserer at kostnadene er usikre og må forstås som grove estimater, basert på en rekke antagelser. Variasjoner i kostnader og volatilitet i råvare- og leverandørmarkedet fanges ikke opp. Det samme gjelder individuelle variasjoner i kostnader og produksjonsforhold mellom ellers like anlegg. Tallene er likevel ment som representative anslag for nye kraftverk. De konkrete anslagene er:
 - Solkraft på hustak 116 øre/kWh
 - Solkraft på større takflater 76 øre/kWh
 - Bakkemonterte solkraftverk 63 øre/kWh
- Multiconsult har blant annet anslått kostnader for ulike størrelsesklasser (Multiconsult, 2023a; Multiconsult, 2023b). Multiconsult sine verdier for de største anleggene kan sammenlignes med NVE sine bakkemonterte solkraftanlegg:

Tabell 5-1 Multiconsults kostnadsanslag

Kostnads kategori	Installert effekt (kWp)	System-kostnad (kr/kWp)	Vekselretter (prosent av systemkostnad)	Drift og vedlikehold (årlig, prosent av systemkostnad)	LCOE (øre/kWh)
1	<50	15 000	8 prosent	1,5 prosent	180
2	50 - 100	10 000	7 prosent	1 prosent	114
3	100 - 500	8 000	6 prosent	0,5 prosent	87
4	> 500	6 000	5 prosent	0,5 prosent	65

- Statnett har forutsatt at LCOE for solkraft i Europa vil reduseres kraftig frem mot 2050 (Statnett, 2023). Tallene gjelder for storskala solkraftanlegg og på kontinentet hvor det er mer sol enn det er i Norge. Det høye LCOE-anslaget kan derfor sammenlignes med NVEs verdier for bakkemonterte solkraftverk.

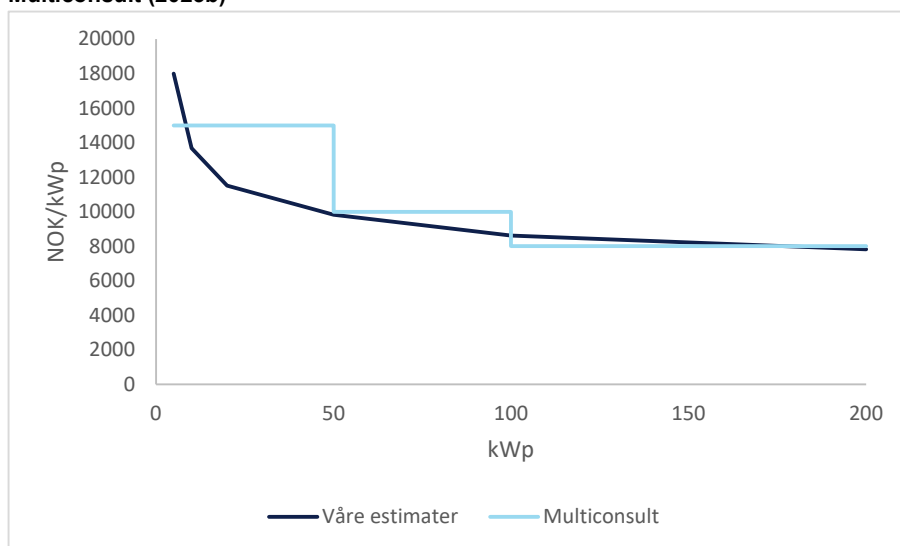
Tabell 5-2 Statnetts forutsetninger om LCOE for solkraft (bakkemontert)

	2022 (Øre/kWh)	2030 (Øre/kWh)	2035 (Øre/kWh)	2040 (Øre/kWh)	2050 (Øre/kWh)
Høy	66	44	39	33	31
Lav	36	22	20	17	13

Observasjonene ovenfor viser både at kostnadsanslag er usikre og at kostnader endres over tid. Usikkerheten henger sammen med at kostnader endres over tid og at selv tilsynelatende like prosjekter likevel har viktige individuelle forskjeller som har betydning for kostnadene. Kostnadsendring over tid skyldes både såkalte læringseffekter og aktivitetsnivået i forsyningskjedene, for eksempel slik vi har sett priser på byggevarer fluktuere de siste årene. Selv om læringseffektene nokså entydig peker mot fallende kostnader over tid, jf. Tabell 5-2, kan vi år om annet oppleve at kostnadene likevel er høyere enn året før.

Til beregningene i kapittel 6 er det behov for mer detaljerte kostnadsdata for solcelleanlegg enn tabellene over viser. Vi har derfor også samlet priser fra solkraftdistributøren AFE Solar⁸ og fra en spørreundersøkelse nylig gjennomført av Solenergiklyngen blant andre forhandlere. Vi finner at prisene varierer mellom leverandører og er avhengige av lokale forhold. Materialet viser imidlertid tydelig at gjennomsnittskostnaden faller betydelig med anleggs størrelse, spesielt mellom 0 og 50 kWp. Dette er illustrert i Figur 5-1. Vi har lagt disse kostnadene til grunn i lønnsomhetsanalysen i kapittel 7.

Figur 5-1: Gjennomsnittlig kostnad per installert kWp. Antakelser i denne analysen sammenlignet med Multiconsult (2023b)



At kostnadene faller med størrelsen på anlegget skyldes i stor grad at enkelte kostnader som er uavhengige av størrelsen på solcelleanlegget kan fordeles på en større kapasitet, noe som gir lavere gjennomsnittskostnader per installerte kW. Slike stordriftsfordeler fremhever den økonomiske effektiviteten som oppnås med å investere i større

⁸ <https://sol.afesolar.no/>; data innhentet 15.01.2024.

solcelleanlegg, og understreker viktigheten av å ta hensyn til anleggsstørrelse i den økonomiske vurderingen av solkraftprosjekter.

Ser vi produksjonskostnader i sammenheng med offentlig tilgjengelige prisprognoser, kan det se ut som bakkemonterte anlegg kan være kommersielt interessant allerede nå. Det faktum at NVE det siste året har mottatt en rekke meldinger om konkrete planer for bakkemonterte anlegg tyder på det samme. Tallene viser samtidig at bygningsmonterte anlegg møter store økonomiske utfordringer, men for disse avhenger prosjektøkonomien også sterkt av om man bruker strømmen selv eller kan dele med andre (og slipper nettleie og avgifter for forbruk som dekkes av egenprodusert strøm) eller ikke. Vi går videre med disse tallene i kapittel 7.

5.3 Nettkostnader

Solkraftanlegg kan påvirke nettkostnader gjennom behovet for nettkapasitet, behovet for utrustning til og rutiner for å sikre tilstrekkelig leveringskvalitet, kortslutningsytelse og sikker nettdrift, og gjennom den faktiske bruken av og dermed tapskostnadene i strømmettet. Virkningene kan være både positive og negative.

Strømmettet skal utvikles i takt med etterspørselen etter nettkapasitet og den faktiske bruken av nettet. De ulike 'delene' av strømmettet, både geografisk og spenningsmessig for ulike nettnivåer, må ha tilstrekkelig kapasitet og andre egenskaper til både den høyest mulige kraftproduksjonen og det høyest mulige strømforbruket^{9, 10}. Virkningen av solkraft på nettkostnadene avhenger av hvor solkraften kommer, både geografisk og med tanke på nettnivå.

For husholdningers vedkommende, er forbrukstoppen som oftest på en hverdag i vinterhalvåret. Da er det normalt lav produksjon fra solkraftverk. Solkraftanlegg på boligtak er derfor i liten grad egnet til å redusere behovet for nettkapasitet til husholdningene. Dersom solkraftanleggene bygges for å maksimere produksjon per tak, vil nettbehovet typisk kunne øke. Dette gjelder lavspentnettet spesielt og store deler av lokalt distribusjonsnett mer generelt.

Betydelig solkraftutbygging vil dermed ikke nødvendigvis redusere nettapene i lavspentnettet. Forbruket er generelt relativt lavt når solkraftproduksjonen eventuelt er høy. Med betydelig utbygging kan strømflyten potensielt gå motsatt vei og generere større nettap lokalt enn forbruket ville gjort alene (se for eksempel Gjørven (2018) for en analyse av ulike konfigurasjoner for husholdninger). Videre 'oppover' i lokalt og regionalt distribusjonsnett kan mye lokal innmating redusere de samlede nettapene. Enkelte nettselskap godskriver kundenes innmating med et lite beløp som vi antar reflekterer (blant annet) dette. For større solkraftanlegg vil energileddet reflektere anleggets virkning på tapene i nettet, og de vil bli godskrevet for verdien av eventuell tapsreduksjon, eller fakturert for en økning i tapene.

Et vesentlig moment er at sammenlagingsfaktoren for husholdningenes eventuelle solkraftproduksjon blir vesentlig høyere enn for deres forbruk. Perioder med høy solkraftproduksjon og relativt lavt forbruk kan gi utfordringer med høy spenning, spesielt lokalt. Tett, konsentrert utbygging kan bety at strømmen flyter 'oppover' strømmettet og kan også bety økt kapasitetsbehov. Det tilsier at storskala utbygging på husholdningenes takflater kan bidra til noe høyere nettkostnader enn om husholdningene utelukkende forsynes fra nettet ('ovenfra').

For yrkesbygg er samtidigheten mellom solkraftproduksjon og forbruk i byggene generelt noe bedre enn for husholdninger. Vi vil derfor ikke utelukke at slike anlegg kan en gunstig virkning på kapasitetsbehovet lokalt. Samtidig vil solkraftanlegg på store yrkesbygg kunne utløse tilsvarende problematikk som for anlegg på boligbygg, med en viss kostnadsøkning for å håndtere spenning og strømflyt i flere retninger. Det kan oppstå betydelige kostnader til endring av

⁹ Med høyest mulige kraftproduksjon og strømforbruk sikter vi til hvilken etterspørsel etter nettjenester (tilknytning og bruk) nettselskapet må forholde seg til. Både produksjon og forbruk er usikkert. Siden nettkapasitet er kostbart, er det i praksis ønskelig at nettselskapene foretar en vurdering av sannsynligheten for samtidigheten av forbruk og produksjon, hver for seg og samlet, og på bakgrunn av det bygger ut nettet med en kapasitet og kvalitet som gjør at kostnadene står i et rimelig forhold til nettkundenes adferd. Den samlede reguleringen av nettvirksomheten er innrettet mot dette formålet.

¹⁰ Fra en økonomisk synsvinkel kan en nettkundes vilje til å begrense produksjon eller forbruk midlertidig dersom nettmessige forhold tilsier det i praksis fungere som «kapasitet» i denne sammenheng. Under visse betingelser kan nettselskap for eksempel tilby tilknytning på vilkår. Nettselskapene kan også inngå avtale med nettkunder om midlertidige endringer i produksjon eller forbruk for å ivareta driftssikkerheten i strømmettet. Statnett gjør eksempelvis dette systematisk for å håndtere flaskehals i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett. I teksten nedenfor ser vi ikke bort fra disse mulighetene, selv om vi konsekvent omtaler kapasitet som om det utelukkende handler om fysisk tilgjengelig nettkapasitet.

vernfunksjoner fordi kortslutningsytelser blir så lave at vern ikke løser ut ved feil. Virkningen på nettap lokalt vil i praksis avhenge av størrelsen på solkraftanlegget relativt til forbruk i bygget og hos andre kunder i umiddelbar nærhet. Mens virkningen i noen tilfeller kan være positiv, kan de samlede tapene øke i andre tilfeller.

Både bygningsmonterte anlegg og anlegg på grå arealer vil etter all sannsynlighet bli etablert relativt nært store forbrukskonsentrasjoner. Derfor er det nærliggende å tro at en storsatsing på solkraft vil bety mindre overføring mellom landsdeler enn en alternativ utvikling med mye vindkraft i utvalgte regioner (som kan øke behovet for utvekslingskapasitet mellom regionene i Norge).

Mye solkraft i kraftsystemet fører også til at den løpende driften av kraftsystemet blir annerledes enn før. Dels henger dette sammen med at solkraft nødvendigvis er fullstendig prisgitt værforholdene og tiden. Et annet viktig forhold er at i perioder med mye solkraftproduksjon blir en relativt mindre andel av kraften produsert fra kraftverk med såkalt roterende masse (som en vannturbin). På lang sikt kan et kraftsystem med mye uregulerbar produksjon få utfordringer med stram effektbalanse, ettersom periodene med høyt forbruk som regel ikke kommer samtidig med maksimal uregulerbar produksjon.

Multiconsult har gjennomført omfattende, detaljerte beregninger av de nettmessige utfordringene forbundet med målet om 8 TWh solkraft innen 2030 (Multiconsult, 2023a). Analysen viser at målet *kan* nås uten store nettinvesteringer. De peker på tre forhold som kan bidra (sterkt) til å begrense nettkostnadene. Det ene er at de nettmessig sett 'riktige' anleggene prioriteres. Det andre er at nettselskapene i korte perioder kan begrense innmating, ofte omtalt som dynamisk struping. Hensikten med dynamisk struping er å hindre overbelastning. Det er et billig alternativ til å utvide kapasiteten slik at overbelastning ikke kan skje. For det tredje viser de til at jo større samtidighet det blir mellom solkraftproduksjon og forbruk i umiddelbar nærhet til solkraftanlegget, jo mindre blir de nettmessige utfordringene. Det gjør at det ofte er hensiktsmessig at utbygging av solkraft på bygg kombineres med tiltak for lettere å tilpasse byggets energibruk til den løpende solkraftproduksjonen. Delingsløsninger kan også bidra til større samtidighet.

Samlet tilsier dette at enkelte solkraftanlegg eller en konsentrert utbygging av mange små anlegg kan utløse ikke ubetydelige nettkostnader, mens andre anlegg kan etableres med svært lave kostnader eller endog besparelser, jf. Multiconsults studie. At lønnsomheten er så sterkt avhengig av prosjektspesifikke forhold, har betydning for utforming av virkemidler og for regelverk omkring nettilknytning og betaling for nett. Vi kommer derfor tilbake til dette i kapittel 7.

5.4 Fordelingsvirkninger

Satsingen på solkraft kan gi fordelingsvirkninger knyttet til kraftprisen og til nettkostnader. Sammenlignet med et scenario med betydelig import, vil utbygging av 6 til 8 TWh solkraft som forklart over kunne gi 5 – 10 prosent lavere kraftpris. Det betyr en gevinst for strømkundene og et tap for kraftprodusenter i Norge og i utlandet. Konkret kan det være snakk om 3 – 7 milliarder kroner som omfordeles (5 til 10 prosent av en pris på 50 øre/kWh tilsvarer 2,5 til 5 øre kWh; multiplisert med et årlig forbruk på 130 TWh blir samlet omfordeling mellom 3,25 og 6,5 milliarder kroner). På kjøpersiden vil gevinsten fordeles med om lag en tredel på husholdningene, en tredel på kraftintensiv industri og en tredel på alle andre strømkunder. For en gjennomsnittlig husholdning med årsforbruk på 16 000 kWh, blir dette et beløp 400 til 800 kroner per år. Regnet per TWh solkraft utgjør prisvirkningen i størrelsesorden et halvt øre/kWh. På selgersiden vil tapet i hovedsak komme hos kraftprodusenter med høy produksjon om sommeren, mens vannkraftprodusenter med god reguleringsevne ikke vil treffes like hardt.

På den annen side er utgangspunktet for denne rapporten at solkraftscenarioet neppe kan realiseres uten økonomiske virkemidler eller andre tiltak. Eventuelle subsidier vil til syvende og sist måtte bæres av norske skattebetalere.

Uten solkraft vil Norge måtte importere mer. Selv om forventet kraftpris i Norge av denne grunn blir høyere, vil det ikke uten videre gi oss bedre betalt for krafteksporten. Prisøkningen vil komme i timer der vi uansett importerer og timer der prisene i Norge, med solkraft, typisk bare ligger litt under prisene i utlandet.

Selv om nettkostnadene eventuelt påvirkes av satsingen på solkraft, er det ikke like klart hvordan og i hvilken grad dette fører til fordelingsvirkninger. Nettariffene i Norge skal i hovedsak utformes slik at de reflekterer hvordan nettkundenes valg påvirker nettkostnadene. Blant annet gjennom anleggsbidrag og tilpasninger i energileddet (den delen av nettleien som er proporsjonal med uttaket av strøm fra nettet) blir virkningen på nettkostnader videreført til de som skaffer seg bygningsmonterte solkraftanlegg.

Spesielt for husholdninger og andre kunder med strømforbruk under 100 000 kWh kan energileddet i praksis være vesentlig større enn nettkostnadene deres strømforbruk bidrar til. Det betyr at for eksempel nettoavregning og strømdeling bidrar til en viss omfordeling til prosumenter på bekostning av nettkunder uten egenproduksjon av kraft. Konkret vil den delen av energileddet som er mer enn prosumentenes marginaltap måtte betales av andre nettkunder. På den annen side vil alle strømbrukere nyte godt av en noe lavere strømpris.

På samme måte kan nettoavregning bety at avregningsgrunnlaget for elavgift til staten og avgift til Klima- og energifondet (Enova) blir noe lavere enn i nullalternativet; det vil i så fall gi et provenyutap for staten. Selv om høyere strømpriser i nullalternativet vil medføre noe lavere samlet forbruk enn om vi lykkes med solkraftutbyggingen, vil forbruket neppe falle like mye som den delen av solkraftproduksjonen som på grunn av nettoavregning 'unnslipper' avgiftene til staten. Jo mer omfattende delingsordninger som innføres, jo sikrere blir denne konklusjonen.

Fordelingsvirkningene knyttet til nettleien kan tallfestes. Husholdningene brukte i perioden 2018 til 2022 i gjennomsnitt ca. 38 TWh per år (utenom forbruk i fritidsboliger). Gjennomsnittlig betaling for energiledd (utenom avgifter) var om lag 6,5 milliarder kroner. Det tilsvarer et gjennomsnittlig energiledd på om lag 17,6 øre/kWh. I 2022 ble det gjort en omlegging av nettleiestrukturen, med økt vektlegging av fastledd eller kapasitetsledd på tariffene. Omleggingen førte for de fleste nettselskaps vedkommende til et lavere energiledd enn før. Samtidig var 2022 året da strømpriskrisen traff oss med full tyngde. Husholdningene brukte dette året vel 35 TWh og betalte i gjennomsnitt 16,4 øre/kWh i energiledd. Samlet fikk nettselskapene inn 5,7 milliarder kroner på energileddet. Siden kraftprisene var unormalt høye i 2022, er det grunn til å tro at forbruket og dermed også nettapet var lavere enn det ville vært under mer normale omstendigheter, mens kostnadene for nettapet (og dermed også deler av grunnlaget for energileddet) var høyere enn det ellers ville ha vært. Legger vi til grunn at under 'normale omstendigheter' ville forbruket ha vært cirka 38 TWh og samlet energiledd for eksempel 10 prosent lavere enn observert i 2022, ville gjennomsnittlig energiledd vært om lag 14 øre/kWh.

For hver TWh årlig solkraftproduksjon i husholdningssegmentet må energileddet økes med om lag et halvt øre/kWh dersom produksjonen fullt ut reduserer avregningsgrunnlaget for energileddet (som forbruk hos de aktuelle husholdningene og/eller i andre husholdninger via delingsløsninger). Dette vil gi nettselskapene en samlet inntekt fra energileddet på nivå med hva det ellers ville ha vært. Om vi ser på tallene for 2022 alene eller gjennomsnittet for 2018 til 2022 spiller ingen rolle. Tar vi utgangspunkt i et normalt årsforbruk på 38 TWh og et ti prosent lavere gjennomsnittlig energiledd, blir tilsvarende økning mindre enn 0,4 øre/kWh. Hvis bare halvparten av solkraftproduksjonen går til eget forbruk eller omfattes av delingsordninger, holder det med en økning av energileddet på mindre enn et kvart øre/kWh for hver TWh solkraftproduksjon i husholdningssegmentet.

Dersom de samlede nettapene faller på grunn av solkraftproduksjonen, kan økningen bli enda lavere. Som forklart foran, kan innmating av solkraft under lavlast i sommerhalvåret i verste fall føre til høyere nettap. Tap i strømmettet øker kvadratisk med flyten i nettet, er avhengig av kapasitetsutnyttelsen og presise estimater krever omfattende nettberegninger.¹¹

¹¹ Som en forenklet tilnærming kan vi ta utgangspunkt i at samlede nettap for hele strømmettet i 2022 var 10,9 milliarder kroner, og at alle kunder i lokalt distribusjonsnett dekker sin proporsjonale andel av nettap på alle nettnivå. Da utgjør kostnaden for nettap i gjennomsnitt ca. 11,5 øre/kWh i lokalt distribusjonsnett. Dersom avregningsgrunnlaget blir 1 TWh lavere og nettapet faller lineært, samlet nettkostnad 115 millioner kroner lavere. Det tilsvarer en reduksjon i nettleien på 0,018 øre/kWh, som eventuelt trekker i motsatt retning av økningen på mellom et kvart og et halvt øre/kWh forklart ovenfor. Dersom nettapet faller for med mer enn en proporsjonal andel og samlet nettkostnad blir for eksempel dobbelt så mye lavere, blir nettleien 0,16 øre/kWh lavere. Siden nettap er ikke-lineært er det imidlertid ikke utelukket at reduksjonen blir mindre.

Om vi gjør tilsvarende beregning for yrkesbygg, vil den gjennomsnittlige omfordelingen bli enda mindre, ettersom en gjennomsnittlig næringskunde er tilknyttet på et høyere spenningsnivå med noe lavere gjennomsnittlig nettleie enn husholdningene.

Hvorvidt strømkundene samlet sett kommer best ut i et scenario med 8 TWh solkraft innen 2030 eller i nullalternativet, er sammensatt ettersom mange strømkunder også er skatteyttere. Uten å ta hensyn til behovet for økonomiske virkemidler kan vi likevel slå fast at strømkundenes verdi av lavere strømpriser (som følge av sol i stedet for import) er større enn kostnaden ved at nettoavregning og delingsløsninger isolert sett fører til at nettkostnader skal fordeles på et lavere nettoforbruk.

For skatteytternes del må det også legges vekt på at redusert produsentoverskudd er en kostnad for så vidt gjelder offentlig eide kraftverk og skatteinngangen fra samtlige kraftverk, og at økonomiske virkemidler til syvende og sist må betales av fellesskapet. Men om en skal vurdere dette, må en også ta hensyn til at målet om 8 TWh solkraft er et ledd i Norges klima- og energipolitikk, der det relevante nullalternativet ikke er økt import og redusert eksport av kraft, eller status quo for klimaet. Det er et helt annet problemkompleks enn å ta stilling til hvordan solkraftmålet kan nås så raskt og effektivt som mulig, som er temaet for denne rapporten.

5.5 Naturinngrep

Solkraftanlegg på bygg har få eller ingen direkte virkninger på naturen. Det samme gjelder i stor grad solkraftanlegg på grå arealer, mens solparker på grønne arealer i varierende grad har naturkostnader (Landbruksdirektoratet, 2024). De konkrete virkningene vil være unike for det enkelte anlegg og forholdene på stedet.

I et alternativ med økt import og redusert eksport, kan behovet for nettkapasitet som forklart ovenfor være noe større. Om dette tilsier færre eller mindre naturinngrep knyttet til nettanlegg er imidlertid usikkert, ettersom naturinngrep ved konkrete nettanlegg i liten grad avhenger av anleggets kapasitet. Antallet og plasseringen av nettanlegg har større betydning for naturinngrepene enn den elektriske kapasiteten.

Vindkraft på land kan ha til dels betydelige naturkostnader, avhengig av hvordan anlegget utformes. Selv om det finnes en rekke undersøkelser av for eksempel betalingsvillighet for å unngå naturinngrep, finnes det ingen omforente anslag på naturkostnadene ved vindkraft. Flere vitenskapelige spørreundersøkelser tyder på at for en vindpark på land kan naturkostnadene være sammenlignbare med summen av investerings- og driftskostnader. I den grad solkraft fortrenger vindkraft, blir situasjonen dermed svært annerledes enn om alternativet til solkraft er økt import og redusert eksport.

5.6 Energi- og effektsikkerhet

Elektrifisering av samfunnet betyr at vi i stigende grad gjør oss avhengige av at kraftsystemet fungerer som forventet og at det alltid er tilstrekkelig energi og effekt tilgjengelig, i tillegg til at strømmettet må fungere.

Effektsikkerhet handler om sannsynligheten for at kraftsystemet kan dekke etterspørselen etter strøm på ethvert tidspunkt. Det norske kraftsystemet har tradisjonelt hatt god effektsikkerhet hele året, men svakest på kalde vinterdager. Stadig økende kraftforbruk og begrenset utbygging av såkalt regulerbar kraft (som vannkraft med magasin), gjør at effektsikkerheten svekkes over tid. Lokal effektknapphet i sommerhalvåret er i praksis en knapphet på nettkapasitet – som eventuelt kan reduseres med solkraft.

Solenergi gir i praksis ingen effektsikkerhet av betydning. Årsaken er ganske enkelt at solkraftproduksjon vil være høy når vi uansett har rikelig med effekt tilgjengelig (sommerhalvåret), mens bidraget når effekt-eterspørselen er på sitt høyeste er svært lav. Mer produksjon i sommerhalvåret gjør at mer av tilsiget til vannkraftverkene kan brukes i vinterhalvåret, men ikke like mye som økningen i solkraftproduksjonen. I sommerhalvåret kommer uansett en stor del av

vannkraftproduksjonen fra elvekraft med liten eller ingen magasinkapasitet. Solenergi bidrar positivt til effektsikkerheten i land der topplasten er sterkt knyttet til behov for energi til kjøling, ettersom dette behovet må forventes å variere i takt med solkraftproduksjonen.)

Import kan gi en viss effektsikkerhet, men det vil i praksis avhenge av effektsituasjonen i nabolandene. I europeiske studier av ressursituasjonen i kraftmarkedet, er det ikke vanlig å legge til grunn at import kan tillegges stor effektverdi.¹² Muligheten for import (i vinterhalvåret) er imidlertid uavhengig av hvor stor utbygging vi har av solkraft i Norge. I denne sammenheng er det viktig å huske at import og eksport er markedsresultater, ikke politisk vedtatte handlinger slik etablering av konkrete virkemidler for solkraft vil være.

Energisikkerhet handler om sannsynligheten for at vi samlet sett har tilstrekkelig tilgang på elektrisk energi, året sett under ett. Solkraft gir et konkret og signifikant bidrag til energisikkerheten, sammenlignet med økt import og redusert eksport. Selv om vi eventuelt forventer et kraftoverskudd uansett, er vårt kraftsystem sårbart dersom vi eksempelvis får to eller tre tørrår på rad. Økt egenproduksjon, som er uavhengig av tilsig til vannkraftverkene, er da entydig positivt for energisikkerheten, også selv om dette 'bare' kommer i sommerhalvåret. Dersom vi kommer i en situasjon med kraftunderskudd, blir betydningen av økt egenproduksjon enda større.

Vindkraft er bedre korrelert med kraftforbruket i Norge, så alt annet likt vil økt produksjon av vindkraft gi bedre energisikkerhet enn økt solkraftproduksjon.

5.7 Økt direkte deltagelse i energiforsyningen

For mange fremstår energiforsyningen og kraftmarkedet som svært komplisert. For de fleste er strøm noe en bare må ha og som har blitt urovekkende kostbart de siste årene. Strømpriskrisen knyttet til Russlands fullskala invasjon av Ukraina har gjort at mange føler seg fremmedgjort og maktesløse. Til tross for strømstøtten, har de høye prisene svært stor negativ betydning for økonomien for mange husholdninger og virksomheter. Facebook-gruppen «Vi som krever billigere strøm» har over en halv million medlemmer. Naturkostnadene knyttet til energiforsyningen har også fått større oppmerksomhet de siste årene. Både blant husholdninger og andre strømkunder vekker spørsmål om strøm sterke, negative følelser. Resultatet er stigende misnøye og svekket oppslutning om energiomstillingen.

Med bygningsmonterte solkraftanlegg kan avstanden til kraftproduksjon reduseres ikke bare bokstavelig talt, men også i overført betydning. Flere vil få en økt motivasjon til å sette seg inn i og forstå kraftmarkedet. Det kan redusere mytedannelsen som omgir kraftsystemet og legge til rette for en mer faglig fundert dialog i samfunnet om kraftforsyningen. Det kan også øke forståelsen for at selv om energiprojekter medfører store naturkostnader, kan vi ikke uten konsekvenser avvise ethvert tiltak for økt kraftproduksjon. Med mer bevisste kunder kan kunnskap om kraftsystemet føre til at flere ser sammenhenger og ønsker å investere i lagring eller tiltak for redusert eller mer effektiv energibruk. Direkte deltakelse kan også skape entusiasme, engasjement og større grad av aksept for de politiske beslutningene og endringene vi som samfunn må gjennom.

Mens investeringer i annen kraftproduksjon stort sett må foretas av tradisjonelle kraftselskap (typisk for vannkraft) eller større institusjonelle investorer (typisk for vindkraft), kan 'alle' investere i solkraft. Distribuert solkraftproduksjon vil trekke kapital til kraftbransjen eller kraftproduksjon, som alternativt ville blitt investert på annen måte.

På denne måte vil flere også se nytten av å tilpasse strømbruken til den løpende ressurstilgangen. Som påpekt ovenfor vil utbygging av solkraft også gjøre det mer interessant å investere i tiltak for økt samtidighet, reduserte effekttopper og dermed høy egenbruk av solkraftproduksjonen. Med strømdeling kan motivasjonen for dette øke ytterligere. Dersom satsing på solkraft fører med seg mer fleksibilitet i kraftforbruket enn vi ellers ville hatt, er dette entydig positivt.

¹² Se for eksempel Svenska kraftnät (2023). Alle EU land må som følge av fjerde energimarkedspakke regelmessig analysere ressursituasjonen, etter metodikk godkjent av ACER.

5.8 Tid til realisering

Solkraft på bygg kan realiseres svært raskt. Dersom prosjektøkonomien er god, vil kapasiteten til å bygge og montere anlegg og eventuelt nettselskapenes kapasitet til å tilpasse strømmettet til utviklingen være det som bestemmer tempoet.

Saksbehandling knyttet til spesielt de minste anleggene kan trolig forenkles uten at dette utløser store kostnader. Eksempelvis har NVE allerede fremmet forslag om at nedre grense for konsesjon etter energiloven heves til 5 MW. Tilsvarende kan staten for eksempel vedta at bygningsmonterte anlegg som oppfyller bestemte vilkår (knyttet til for eksempel størrelse, type bygg og beliggenhet) ikke skal være gjenstand for ordinær søknad og saksbehandling etter plan- og bygningsloven.

Saksbehandling for solkraftanlegg på grønne arealer kan på den annen side bli like tidkrevende som behandling av vindkraftanlegg. For store bygningsmonterte anlegg er saksbehandlingen og forventet tidsbruk etter alt å dømme vesentlig lavere – det er rett og slett ikke så mange interessekonflikter for bygningsmonterte anlegg som må avklares.

5.9 Sikkerhetsaspekter

Solkraft er generelt en moden teknologi. Aktører og myndigheter har samlet sett etablert god kunnskap om farer og risikomomenter ved solkraft, og utviklet rutiner og materiell for å ivareta både personsikkerhet og sikkerhet for installasjonene.

I Norge synes det imidlertid å være en viss usikkerhet og uenighet om tolkning av eksisterende regelverk for elsikkerhet. I kjølvannet av det store omfanget av solkraftinstallasjoner i 2023, har enkelte pekt på at lokale eilitsyn har funnet en rekke avvik. Så vidt vi forstår, er dette i hovedsak knyttet til mangelfull dokumentasjon ved små anlegg. Det er viktig at solkraftanlegg blir montert under faglig funderte krav til sikkerhet, både for installatør(er) og for de som bruker bygget. Dette har naturligvis også en kostnadsside, som eventuelt betyr at kostnadene ved solkraftanlegg kan være noe høyere enn tidligere antatt. Det byggtekniske må også være på plass. Solceller på bygg må tilfredsstillende både NEK (elsikkerhet) og TEK (byggsikkerhet).

Det er nærliggende å tro at denne type feil eventuelt er en funksjon av antallet installasjoner snarere enn størrelsen på disse, og av akkumulert erfaring blant entreprenører og montører. Ikke desto mindre vil avklaringer og eventuelle tilpasninger i regelverket som ivaretar elsikkerheten og byggsikkerheten på en mest mulig hensiktsmessig måte kunne ha stor betydning for en trygg og rask utbygging.

6 RAMMEVILKÅR, BARRIERER OG MARKEDSSVIKT

I det forrige kapittelet gjennomgikk vi de samfunnsøkonomiske virkningene av 8 TWh solkraft innen 2030. For å diskutere behovet for eventuelle tiltak for å nå dette målet, vil vi i dette kapittelet se nærmere på de eksisterende rammevilkårene som påvirker lønnsomheten av og mulighetene for å investere i solkraft i Norge. Vi vil deretter peke på eventuelle barrierer og markedssvikter som hindrer en effektiv utbygging av 8 TWh solkraft. Innsikten fra dette kapittelet vil brukes videre i neste kapittel til å vurdere i hvor stor grad de ulike rammevilkårene påvirker lønnsomheten av å investere i solcelleanlegg, både for husholdninger og bedrifter.

6.1 Dagens rammevilkår

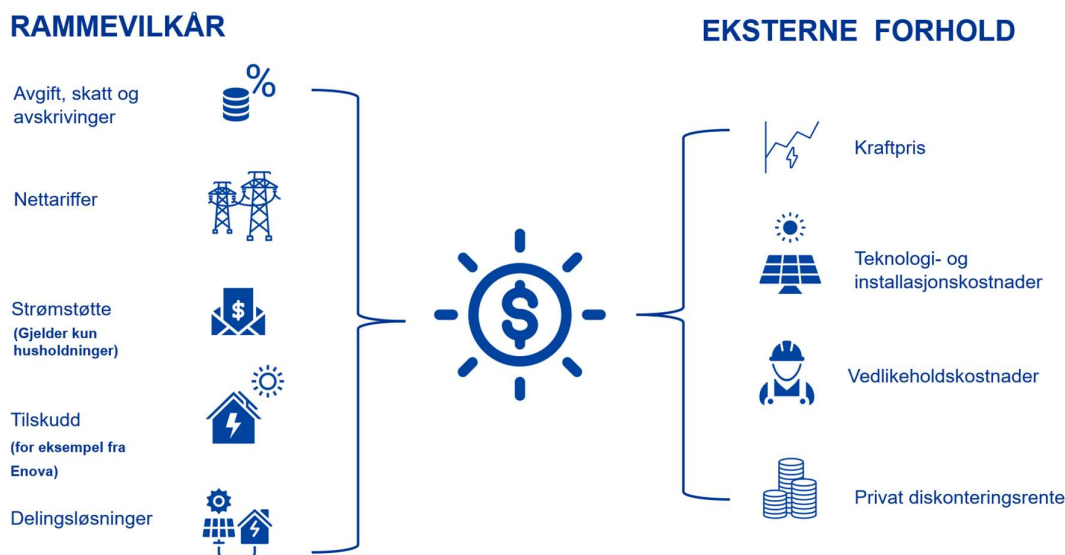
Rammevilkår er premissgivende for en nærings konkurransekraft i form av skatter og avgifter, støtteordninger og lover og regler. Rammevilkår kan ses på som ytre forhold som stiller krav til, eller legger begrensninger på, hvordan virksomhet og aktivitet kan utøves. I tillegg finnes det noen ytre eller naturgitte faktorer som har bidratt til at solkraft ikke har vært attraktivt å investere i, sammenliknet med andre energikilder i Norge. Eksempler på slike faktorer er relativt lave strømpriser i lengre perioder, sammenliknet med andre land i Europa (NVE, 2023), i kombinasjon med at det er betydelig dårligere solforhold i Norge enn andre land. For eksempel produseres det 930 kWh årlig per kWp installerte kapasitet i Sør-Norge (Oslo), sammenliknet med 1700kWh årlig per kWp installerte kapasitet i Sør-Spania (Malaga) (Joint Research Center (European Commission), 2024).

Det er flere faktorer som påvirker lønnsomheten for investeringer i solkraft, herunder nettleie og innmatingstariffer, elavgift, merverdiavgift, skatt og avskrivningstid, strømstøtte og tilskudd fra Enova. I tillegg kommer kostnader knyttet til arealbruk, som vil avhenge av hvorvidt det er snakk om takmonterte eller bygningsmonterte solcelleanlegg. Disse vil i noen tilfeller påvirke husholdninger og næringskunder likt, i andre tilfeller ulikt. Plusskundeordningen bidrar også til å øke den privatøkonomiske lønnsomheten av å installere solcelleanlegg, ettersom den fritar solkraftprodusenter fra å betale fastleddet i innmatingstariffen for produksjonen de sender ut på kraftnettet (som for 2024 er 1,49 øre/kWh). En del husholdninger og eiere av små yrkesbygg er kvalifiserte til å delta i plusskundeordningen. I tillegg er det flere eksterne forhold som vil påvirke lønnsomheten til solkraft, som utviklingen i fremtidige kraftpriser, CAPEX, samt vektlegging av fremtidig besparelser (diskonteringsraten) i privatøkonomiske avgjørelser, levetid, og vedlikeholdskostnader. I Figur 2 har vi oppsummert hvilke faktorer som påvirker lønnsomheten. I det videre vil vi kort beskrive de ulike rammevilkårene, hvordan de påvirker lønnsomheten til å installere i solcelleanlegg, samt relevante rammevilkår som er under endring. Konkrete beregninger som viser i hvilken grad disse rammevilkårene og mulige endringer bidrar til lønnsomheten vil bli presentert i kapittel 6. Det er viktig å påpeke at vi i dette kapittelet fokuserer på faktorer som påvirker den privatøkonomiske lønnsomheten til husholdninger og bedrifter, og dermed ikke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i investeringsprosjekter. I de tilfellene hvor den samfunnsøkonomiske lønnsomheten påvirkes vil vi påpeke det.

I kapittelet under tar vi utgangspunkt i hvordan de ulike rammevilkårene påvirker lønnsomheten til solkraftanlegg fra et prosjektperspektiv, det vil si hva som påvirker lønnsomheten til prosjektet. Noen av rammevilkårene er forskjellige for hvorvidt aktøren som investerer er en husholdning eller bedriftskunde, og dette påvirker igjen lønnsomheten i prosjektet (se nærmere beskrivelse av dette i kapittel 7). For enkelthets skyld vil vi omtale disse type aktørene som husholdning og bedrift i dette og neste kapittel.

Figur 6-1 Illustrasjon av dagens viktigste rammevilkår og eksterne forhold som påvirker lønnsomhet av solkraft.

Kilde: Menon Economics



Imidlertid kan både husholdninger og bedrifter være eiere eller leietakere i en bygning, og det vil være noe ulikt incentiv mellom en eier av en bygning og en leietaker til å investere i solcelleanlegg. Dette er fordi strømkostnaden spiller en viktig rolle i lønnsomheten av et solkraftprosjekt. Typisk vil det være den aktøren som betaler for strømmen som har økonomisk incentiv til å investere i et solcelleanlegg på bygningen. For en husholdning som eier sitt eget hus og som står for egen strømreregning, kan det være et større incentiv til å investere i solcelleanlegg sammenliknet med en eier av et yrkesbygg som leier ut arealene til en leietaker. Leietakeren står for strømreregningen, men har liten påvirkningskraft over eierens investeringsbeslutning, samtidig som eier kan ha lite incentiv til å redusere strømreregningen. I tillegg kan ikke eieren av bygget nødvendigvis sikre at leietakeren vil kjøpe strømmen fra solcelleanlegget hvis det bygges, noe som øker usikkerheten for eieren av bygget. I tillegg kan leietakerne skiftes ut i løpet av nedbetalingsperioden.

6.1.1 Beskatning og avgifter

Under dagens regelverk er husholdninger og bedrifter fritatt MVA for forbruk av egenprodusert strøm, men må betale MVA for den strømmen som trekkes fra nettet. I tillegg må en husholdning som kjøper et solcelleanlegg betale MVA for anlegget og for selve installasjonsarbeidet. Per i dag eller for foregående år skal ikke inntekter ved salg av overskuddsstrøm fra solcelleanlegg i boliger skattlegges. Skattereglene knyttet til salg av overskuddskraft i husholdninger skal utredes nærmere og skal etter planen fastsettes i statsbudsjettet for 2025 (se mer informasjon i kapittel 5.1.9).

Bedriftskunder er underlagt vanlige krav om inntektsskatt for bedrifter, som betyr at de betaler 22 prosent for netto inntjening (omsetning minus utgifter). Avskrivingsreglene for bedrifter som investerer i solcelleanlegg avhenger av hvorvidt anlegget er definert som fastmontert/integrert i bygningen eller ikke. Er solcelleanlegget integrert i bygget, skal investeringen avskrives som fast teknisk installasjon med 10 prosent hvert år. Solcelleanlegg som ikke er integrert, skal anses som et selvstendig driftsmiddel, og avskrives med 4 prosent hvert år (Skatteetaten, 2023). Ettersom levetiden til et solcelleanlegg i dag kan være opp til 25 år, vil et integrert solcelleanlegg kunne avskrives ferdig før levetiden nås. I dag er det vanligst at solcelleanlegg ikke er integrert i bygningen, og dermed faller innunder avskrivingsregelen på 4 prosent.

- **Både husholdninger og bedrifter må også betale elavgift for hver kilowatttime (kWh) som tas fra nettet (denne omtaler vi nærmere i neste delkapittel).**
- **Beskatning av overskudd fra solgt strøm til nettet reduserer lønnsomheten av å installere solcelleanlegg for bedrifter, men gunstige avskrivingsregler og fritak fra MVA for investeringen øker lønnsomheten av å installere i solcelleanlegg for bedrifter**
- **Fritak fra MVA for egenprodusert strøm øker lønnsomheten for husholdninger som investerer i solcelleanlegg**

6.1.2 Tariffer for bruk av kraftnettet og elavgift

Strømkunder betaler nettleie og elavgift for bruk av strøm fra nettet, men ikke for egenprodusert strøm. Både bedrifter og husholdninger må betale elavgift per kWh, og påvirkes ikke av effektleddet i nettleien. Elavgiften er omtrent den samme for husholdninger og for de fleste bedrifter¹³. I tillegg kommer Enova-avgiften (Klima- og energifondet) som faktureres som et fast påslag på ett øre per kWh inklusive MVA for privatkunder, og et fast beløp på 800 NOK per år per måler for bedrifter.

For strømkunder består nettleien av et energiledd og et fastledd. Energileddet skal i hovedsak reflektere de marginale tapene på nettet, som er forårsaket av forbruket til kunden. Imidlertid er energileddet for mindre kunder (vanligvis under 100 000 kWh/år) ofte høyere enn kostnadene knyttet til de marginale tapene. Det er fordi dagens regelverk åpner for at energileddet også kan dekke deler av de faste kostnadene som nettselskapene har for driften av nettet. Her kan det imidlertid være noen forskjeller mellom tariffmodellene til nettselskapene. Større nettkunder (vanligvis over 100 000 kWh/år) har til sammenlikning ofte lavere energiledd enn mindre kunder.

Fastleddet i nettleien i distribusjonsnettet skal minimum dekke de faste kundespesifikke kostnadene, dvs. kostnader til måling, avregning, fakturering og lignende.¹⁴ I tillegg skal fastleddet differensieres på grunnlag av kundens etterspørsel etter effekt, som betyr at fastleddet øker jo mer effekt kunden bruker. Dette skal bidra til å stimulere til utjevning av effekttopper slik at strømmettet utnyttes mer effektivt. En solkraftprodusent vil i de fleste tilfeller ha liknende effekttariff som en husholdning uten solceller, fordi de fortsatt har behov for strøm i vintermånedene da effektbehovet er størst i Norge. Imidlertid vil de ha et lavere energiledd gjennom året fordi de produserer kraft selv.

Fra 1. juli 2024 skal inntektene fra energileddet maksimalt utgjøre 50 prosent av nettselskapets inntekter fra hver kundegruppe (NVE, 2023). Hvis energileddet blir mindre i fremtiden, vil den relative lønnsomheten av å investere i solkraft falle.

Hvis man som solkraftprodusent faller under plusskundeordningen, er man fritatt å betale fastleddet (fast månedlig beløp uavhengig av mengde strøm tatt inn) i innmatingstariffen for den produksjonen man ikke bruker selv, men mater ut på kraftnettet. En plusskunde vil fortsatt betale energiledd for innmatet kraft, men hvorvidt denne er positiv eller negativ, og hva størrelsen er, vil avhenge av om den innmatede produksjonen øker eller reduserer nettapet i et bestemt nettområde. Det betyr at ulike nettselskaper opererer med ulike innmatingstariffer, og at det kan være uoversiktlig for nettkundene å få en oversikt over tariffen. I tillegg er energileddet i innmatingstariffen betydelig høyere enn fastleddet, og endrer seg over tid, noe som gir usikkerheter i beregningen av den privatøkonomiske lønnsomheten ved å investere i et solcelleanlegg. I Elvias nettområde var energileddet i innmatingstariffen for husholdninger, næringskunder og plusskunder på -5 øre/kWh i 2023, som betyr at produsentene fikk betalt for å mate inn overskuddskraft på nettet. Denne gevinsten kommer i tillegg til inntektene fra kraftsalget.

¹³ Noen type virksomheter har redusert elavgift på strøm, som industri- og bergvarme, produksjon av fjernvarme, skip som brukes i næringen og produksjon/omforming av energiprodukter. I tillegg har noen virksomheter helt fritak fra elavgiften, som noen typer kraftintensive prosesser, veksthusnæringen og fremdrift av skinnegående transportmiddel (Elvia, 2024).

¹⁴ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer

- **Nettleiebesparelser gjennom at deler av forbruket dekkes av egenproduksjon øker lønnsomheten for investering i solcelleanlegg. Effekten avhenger av hvor stor andel energiledet utgjør av nettleien, og vil derfor være størst for kunder med et årlig forbruk under 100 000 kWh.**
- **Fritak fra deler av innmatingstariffen for plusskunder gir en indirekte støtte til overskuddsproduksjon opp til 100 kW, som for eksempel solcelleanlegg, sammenliknet med produsenter som ikke er innenfor plusskundeordningen.**

6.1.3 Investeringsstøtte

På nasjonalt nivå er det i hovedsak Enova som gir investeringsstøtte til husholdninger og bedrifter. I tillegg finnes det noen andre støtteordninger til å installere solcelleanlegg, som for eksempel gjennom kommunal støtte til landbruket og Oslo kommunes støtte til borettslag og sameier.

Både husholdninger og bedrifter kan motta investeringsstøtte fra Enova for å installere solcelleanlegg, men støtteordningene er innrettet ulikt for de to gruppene. Husholdninger kan søke om støtte fra Enova til å dekke en del av investeringskostnadene for solcelleanlegg på 1 250 NOK per kWp installert kapasitet, som betyr at 1 250 NOK er det marginale støttebeløpet per installerte kWp. I tillegg kommer et fast beløp på 7 500 NOK for selve installasjonen. Totalt kan ikke støttebeløpet overstige 32 500 NOK. Totalt sett er dette en liten del av de totale investeringskostnadene. For eksempel vil en husholdning motta 20 000 NOK i støtte fra Enova for et typisk solcelleanlegg på 10 kWp. Til sammenligning ligger den totale investeringskostnaden på omkring 170 000 NOK.

Næringskunder og boligselskap kan få opptil 30 prosent av investeringskostnadene dekket (maks 10 mill. NOK) for energieffektivisering og energiomlegging av sin virksomhet. Energiomleggingen må minst føre til 20 prosent energiforbedring i bygget, der alle energiltak som bidrar til å redusere beregnet levert energi (energibehovet fra nettet)¹⁵ kan støttes. Det er opp til søker å bestemme hvilke energiltak vedkommende vil gjennomføre for å oppnå målet, og det er konkurranse om støttemidlene. Dette betyr at støtte til å installere solcelleanlegg må konkurrere med andre energiltak i næringsbygg (Enova, 2024). Utformingen av støtteordningen for næringskunder og boligselskaper kan by på noen utfordringer. Fordi produksjonsvolumet for sol på bygninger begrenses av størrelsen på takflatene, kan det i flere tilfeller være vanskelig å nå målet om 20 prosent energiforbedring gjennom å kun installere solcelleanlegg.

- **Enovastøtte reduserer investeringskostnader, men i mindre grad enn tidligere, da støttebeløpet var høyere.**
- **Enovastøtte til næringskunder og boligselskap reduserer investeringskostnader, men kan ikke garanteres da det er konkurranse om støtten med andre virksomheter med andre energiltak**

6.1.4 Strømstøtte

Dagens innretning av strømstøtten gjør det relativt billigere å forbruke strøm enn uten strømstøtte, og derfor relativt mindre attraktivt å investere i kraftproduksjon til eget forbruk, alt annet likt. Hvordan selve strømstøtten er bygget opp, for eksempel hva som er terskelverdien, kan påvirke lønnsomheten av å investere i kraftproduksjon til eget forbruk. Fra september 2023 baseres strømstøtten på gjennomsnittlig markedspris (elspotpris) time for time i det lokale prisområdet husholdningen tilhører. Når den overstiger 73 øre per kilowattime (kWh) eksklusive merverdiavgift, vil staten betale 90 prosent av kraftprisen over dette nivået (Regjeringen, Regjeringens strømtiltak, 2023). Det har imidlertid blitt analysert hvordan strømstøtten kan innrettes slik at den ikke påvirker investeringer i produksjon og/eller sparetiltak (Menon Economics, 2022).

¹⁵ Det vil si hvor mange kilowattimer det beregnede årlige energibehovet vil reduseres ved å gjennomføre et eller flere energiltak.

- **Dagens innretning av strømstøtten reduserer lønnsomheten av å investere i solcelleanlegg for husholdninger. I hvor stor grad strømstøtten reduserer lønnsomheten avhenger blant annet av nivået på strømprisen.**

6.1.5 Delingsløsninger

Under eksisterende regelverk er det tillatt for en produsent av kraft opp til 1 MW (1000 kW), for eksempel av solkraft, til å dele sin overskuddsproduksjon med andre kunder på samme gårds- og bruksnummer. Dette gir en gevinst for forbrukere som mottar den delte strømmen, ettersom de unntas nettleie og elavgift (i likhet med plusskundeordningen). Husholdninger unngår også MVA på den delte strømmen. Under gjeldende regelverk er det ikke tillatt for en kraftprodusent å dele kraft med andre naboer utenfor samme gårds- og bruksnummer. Dette betyr at det kan være tilfeller der store takflater med gunstige solforhold, som for eksempel større yrkesbygg, kunne ha bygget ut mer solkraft enn de gjør under dagens regelverk, hvis de kunne ha delt overskuddsproduksjonen sin med flere naboer i nærheten, men utenfor sin egen adresse. I et slik tilfellet vil ikke eksisterende solressurser utnyttet optimalt, og dermed blir heller ikke potensielle kostnadsreduksjoner gjennom skalafordeler (øke installert kapasitet) optimalisert.

Under dagens regelverk for delingsløsninger er det også et viktig poeng at det ikke stilles krav til at leietakere i samme flerbolighus må kjøpe den delte strømmen som produseres i bygget. Det betyr at selv om eieren av et flerbolighus ønsker å investere i et solcelleanlegg, er det kun frivillig for leietakere å kjøpe strømmen. Hvis enhetene i flerbolighuset eies av hver enkelt beboer, må sameiet bli enige om å ta en investeringsbeslutning. Liknende utfordringer knyttet til eierleier-forholdet gjelder ENØK-tiltak i bygninger. Dette betyr at selv om delingsløsninger er tilgjengelige, kan det likevel være krevende for vedkommende som ønsker å investere i solcelleanlegg å sikre seg at strømmen blir kjøpt.

I 2023 ba Stortinget regjeringen legge frem forslag til endringer som tillater områdeløsninger og deling av lokalprodusert strøm og energilagring mellom bygg med ulike gårds- og bruksnummer (Stortinget, 2023). I januar 2024 leverte den norske reguleringsmyndigheten (RME) et forslag om en delingsordning tilpasset næringsområder, som svar på oppdrag fra Energidepartementet. De nye foreslåtte endringer fra RME kan bidra til at enda flere nettkunder får muligheten til å dele produksjon enn tidligere. Sentrale elementer i forslaget er at kraftprodusenter med maks 5 MW i installert kapasitet kan dele kraft virtuelt med nettkunder på samme eiendom og alle sine nabo- og gjenboereiendommer. I tillegg vil den foreslåtte løsningen i de fleste tilfeller gjelde større strømkunder fremfor typiske husholdninger med mindre strømbruk. For mer detaljer, se Tekstboks 1. Det er foreløpig ingen fastsatte regler for hvordan overskuddet fra unngåtte avgifter skal fordeles mellom produsenter som deler strømmen og mottakere av den delte strømmen. Trolig vil det også være krevende for mange husholdninger å avklare de praktiske detaljene rundt selve delingen. Imidlertid vil dette kunne løses ved at tredjeparts leverandører kan tilby tjenester for å organisere delingen. Anleggsbidrag påvirker kostnaden i hvert enkelt prosjekt og er viktig for å reflektere nettkostnadene

- **Dagens regelverk tillater ikke produsenter å dele overskuddskraft på tvers av gårds- og bruksnummer, noe som kan redusere lønnsomheten i et investeringsprosjekt for både bedrifter og husholdninger**
- **Den samfunnsøkonomiske kostnaden knyttet til begrensninger i delingsmuligheter er knyttet til suboptimal bruk av areal (ikke-realiserte skalafordeler). Deling bidrar til økt lønnsomhet fordi kunder slipper å betale nettleie for delt strøm**
- **En utvidet delingsløsning som legger til rette for deling over større næringsområder kan bidra til at enda flere enn i dag kan dele overskuddskraft, og dermed at flere nettkunder sparer nettleie og avgifter. På denne måten kan det bli lettere å utnytte skalafordeler og optimalisering av solkraftproduksjon og forbruk der produksjonen skjer.**

Tekstboks 1 Forslag fra RME om nye delingsløsninger. Kilde: RME (2023)

I januar 2024 kom RME med forslag om en ny delingsløsning (i tillegg til eksisterende delingsløsning), som går ut på at kraftprodusenter kan dele kraft virtuelt med nettkunder på samme eiendom og alle sine nabo- og gjenboereiendommer. Kapasiteten for produksjonen i en slik løsning er avgrenset til maks 5 MW. Delingsløsningen som anbefales av RME anbefales skal kun gjelde nettkunder som har energiledd som avspeiler marginale tapskostnader, for å unngå utilsiktede omfordelingsvirkninger. Under dagens praksis betyr dette at det er snakk om større kunder (ofte næringskunder) med over 100 000 kWh/år i forbruk som vil omfattes av ordningen. Anbefalingen fordrer avgiftsfritaket fra elavgiften (som man får for egenprodusert strøm og for eksisterende delingsløsninger innenfor samme eiendom), skal utvides til ny delingsordning.

I tråd med NVEs anbefaling anbefaler RME at det ikke innfører fritak fra dagens konsesjonsplikt for å etablere lavspentnett til nabobygg. Dette innebærer at den nye foreslåtte delingsløsningen kun innebærer virtuell, og ikke fysisk, deling av kraft på tvers av eiendommer.

6.1.6 Tekniske krav til installasjon

De tekniske kravene til installasjon av solcelleanlegg i Norge gir i noen tilfelle utfordringer med å få rullet ut tilstrekkelig mengde anlegg som det markedet etterspør. Dette er fordi det er relativ lav informasjonsflyt og et noe umodent utrullingsmarked. Ifølge eksisterende regelverk må et solcelleselskap være registrert som elektroinstallatør, eller sette bort den elektriske installasjonen til noen som er kvalifisert, for å kunne tilby installasjonstjenester. En installatørbedrift kan ta på seg installasjon av et helt solcelleanlegg, men må ivareta de bygningstekniske kravene.

- **Umodent utrullingsmarked og lav informasjonsflyt gir økte kostnader for takmontert**
- **Lite erfaring og kompetanse/fagfolk til å installere storskala bakkemontert øker kostnadene**
- **Undervisningsopplegg i håndverkerfag innen elektro- og byggfag synes å legge liten vekt på solkraft**

6.1.7 Arealtilgang

Som nevnt tidligere er det vanlig å skille mellom bakkemonteerte og takmonterte anlegg. Det vil være ulike kostnader knyttet til tilgang på areal for henholdsvis takmonterte og bakkemonteerte anlegg. For anlegg på tak og fasader på bygninger finnes det et potensial for å utnytte eksisterende arealer. For slike anlegg tilkommer det ikke kostnader for selve arealbruken, men det kan være kostnader knyttet til eventuelle administrasjonskostnader for byggetillatelse (se nærmere beskrivelse under). For bakkemonteerte anlegg kan tilgjengelig areal være en begrensning, og avhenger av arealtype, bevaring av natur og konkurranse om bruken av arealene med andre næringsinteresser. Se kapittel 4 for en nærmere beskrivelse av potensiale for solkraft på ulike arealer.

Installering av enkle installasjoner, som for eksempel takmonterte solcellepaneler, i eksisterende byggverk innenfor en bruksenhet/branncelle er i dag unntatt søknadsplikt og tillatelse hos kommunen (Direktoratet for byggkvalitet, 2023). Imidlertid tyder erfaring på at det kan være noe varierende praksis mellom kommuner når det gjelder tolkning av dette unntaket, noe som kan gi uforutsigbarhet til potensielle husholdninger som ønsker å installere solcellepaneler på takene sine. Dagens regelverk betyr at flerboligbygg (flere enn én bruksenhet) også i utgangspunktet har søknadsplikt til kommunen. Hvis installasjonen innebærer fasadeendring på bygninger av arkitektonisk/kulturhistorisk verdi eller påvirke naboer negativt, vil installasjonen også være søknadspliktig. I tillegg har noen kommuner egne regler knyttet til reflekterende flater på tak, spesielt i sårbare naturområder, som kan redusere muligheten for å installere takmonterte

solcellepaneler. Til sammenlikning kan vindusglass ha større refleksjonsevne enn solcellepaneler. Variasjonene mellom regler og praksis mellom ulike kommuner kan være en kile til usikkerhet og uforutsigbarhet for installasjon av takmonterte solcellepaneler.

Innenfor bakkemonterte anlegg skilles det gjerne mellom plassering på grå og grønne arealer. Grå arealer er områder som allerede er tatt i bruk som industriarealer eller som kan utnyttes på en ny og bærekraftig måte. Grå arealer kan ha en høyere alternativ verdi enn bruk til bakkemonterte solanlegg hvis de ligger i sentrale strøk, ettersom de er attraktive for næringsvirksomhet, butikker osv. Grå arealer som ligger tett på annen infrastruktur som motorveier, jernbaner og flyplasser vil typisk kunne ha lavere alternativverdi, og kan derfor være relevante for bakkemonterte solanlegg. Imidlertid kan minimumskrav til avstand mellom bebyggelse og veier skape utfordringer med å bygge solkraft nær motorveier.

For eksempel kan solcelleanlegg som bygges over parkingsplasser til og med utløse en merverdi som skygge, ly og le, unngå snørydding, elbilladning og belysning. Imidlertid er det fortsatt noen utfordringer i dag med å sette opp solcellepaneler på parkeringsplasser knyttet til at ikke stativer under slike paneler ikke er standardilisterte og er kostbare. At eiere av parkeringsplasser ikke nødvendigvis er dem som drar nytte av strømmen på parkeringsplassen, kan også være en barriere mot å investere i solcellepaneler på parkeringsplasser.

Alternativverdien til grønne arealer påvirkes av verdien til alternative næringsinteresser (landbruk og skogsdrift) og av verdien av naturmangfold. I flere tilfeller vil grå arealer i sentrale strøk kunne ha høyere alternativverdi enn landbruks- og skogsdriftsarealer, mens det kan være store forskjeller i hvordan naturmangfold verdsettes på tvers av kommuner. Ønsket om å redusere inngrep i naturen kan bidra til arealkonflikter og redusere muligheten for å bygge bakkemontert solkraft i noen områder. For landbruksarealer kan tilrettelegging for sameksistens mellom bakkemonterte anlegg og annen aktivitet, som for eksempel jordbruk eller dyrehold, påvirke tilgangen på areal positivt. Det finnes en rekke eksisterende regelverk knyttet til skogområder som regulerer bruk av skogen og behandling av myr og andre naturtyper¹⁶, og i Norge er det i hovedsak kommunene som har ansvar for å forvalte og regulere arealer til ulikt bruk gjennom Plan- og bygningsloven.

- **Arealkostnadene for takmontert solkraft er i teorien neglisjerbare, men kan øke med administrasjonskostnader og saksbehandlingstid hos kommunene.**
- **Begrensinger i arealtilgang til bakkemontert solkraft kan redusere muligheten for å etablere anlegg, og avhenger blant annet av kostnaden for arealet (alternativ anvendelse) og hvorvidt arealbruk til solkraft er i konflikt med andre næringsinteresser eller natur.**

6.1.8 Konesjonsplikt og anleggsbidrag

Solkraftverk er konesjonspliktige etter energiloven dersom utbygger eller det lokale nettselskapet må etablere høyspenningsanlegg (spenning over 1000 volt) for å få kraften ut på nettet. Mindre solkraftanlegg som kan tilkobles etablerte nettanlegg er ikke konesjonspliktig etter energiloven, og må eventuelt avklares med kommunen etter plan- og bygningslovens bestemmelser (NVE, 2024). Solkraft har lavere brukstid enn vindkraftverk og vannkraftverk i Norge, som betyr at for lik størrelse på produsert kraft kreves det større installert kapasitet, og derfor kan kravet inn om konesjon treffe relativt flere solkraftanlegg enn andre typer fornybar kraftproduksjon. Solkraftprodusenter må også betale anleggsbidrag hvis installasjonen krever nettforsterkninger, der regelverket stiller detaljerte krav til hvordan kundens anleggsbidrag skal beregnes.¹⁷ I tillegg tydeliggjorde NVE høsten 2023 en rekke kriterier for konesjonssøknader om nett-, sol- og vindkraftprosjekter (NVE, 2023). Blant annet er det foreslått at manglende eller uavklart nettkapasitet kan medføre en lavere prioritering, sammenliknet med prosjekter som har fått avklart sin nettkapasitet. Dette kan bidra til å

¹⁶ Skogbruksloven, naturmangfoldloven, Plan- og bygningsloven, Klimavotelloven og Friluftsløven.

¹⁷ RME har vurdert at nettkunder har muligheten til å utnytte hele hovedsikringen sin til både uttak og innmating. 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.

forsinke solkraftprosjekter som kan ha avklart en rekke andre forhold, som en positivt innstiltkommune eller et ferdig regulert område.

Selv om anleggsbidrag kan bidra til å redusere privatøkonomisk lønnsomhet av å investere i solcelleanlegg, har den en viktig funksjon i å reflektere de samfunnsøkonomiske kostnadene forbundet med nettutbygging. Imidlertid kan endringer i innretningen av anleggsbidraget kan få ytterligere konsekvenser for den privatøkonomiske lønnsomheten av solkraft. I forbindelse med innspill til den norske offentlige utredningen «Nett i tide» (Strømnettutvalget, 2022) tok mange nettselskaper til orde for å erstatte dagens anleggsbidrag basert på faktiske kostnader med en tilknytningsavgift basert på standardsatser. Statnett foreslår også at en slik tilknytningsavgift skal tilkomme for alle tilknytninger, også for de som ikke utløser investeringer. Dette vil kunne redusere tidsbruk hos nettselskapene som i dag brukes på beregning og fordeling av utredningskostnader og anleggsbidrag, og dermed frigjøre ressurser til andre oppgaver.

I sitt svar på oppdrag fra Energidepartementet om å vurdere tiltak for mer effektiv tilknytning til strømmettet (RME, 2023), la RME vekt på at en tilknytningstariff ikke vil være et godt egnet virkemiddel til å prise reservasjon av kapasitet i nettet. Dette er fordi én generell tariff vil ikke være godt egnet til å klarere tilbud og etterspørsel etter kapasitet i nettet som helhet, ettersom noen områder har større utfordringer med knapp kapasitet og høy etterspørsel enn andre. En del av løsningen i problematiske områder vil uansett være å investere i økt kapasitet. RME vurderer derfor at det er bedre å forbedre de eksisterende prissignalene enn å innføre en generell tilknytningstariff.

En tilknytningsavgift (engangsbetaling), kombinert med en eventuell reservasjonsavgift (løpende betaling), kan gjøre det mer forutsigbart hva eventuelle nettkostnader blir for solkraftprodusenter. Hvis det settes en tilknytningsavgift for alle tilknytninger, vil dette påvirke alle potensielle solkraftprodusenter, uavhengig om de utløser nettinvesteringer eller ikke.

NVE la i januar 2024 frem et forslag om å innføre en effektgrense for konsesjonsplikt for solkraftverk på 5 MW, som innebærer at det ikke vil kreves konsesjonsbehandling av solkraftanlegg under denne grensen, med tilhørende kraftledning. Hvis en legger til grunn at hver kvadratmeter gir omtrent 200 W (0,0002 MW), vil 5 MW tilsvare et behov for 25 000 kvadratmeter for å installere solkraftverket. 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 (NVE, 2024). Høringsinnspill fra Solenergiklyngen til departementenes forslag om å endre konsesjonssystemet for solkraft på land peker på liknende utfordringer, og anbefaler å beholde dagens regime for konsesjonsbehandling inntil man har etablert et system som sørger for at de foreslåtte lovendringene kan gjøres uten at konsesjonsprosessen blir unødvendig lang. (Solenergiklyngen, 2024).

- **Økt tidsbruk/kostnader hvis man må søke om tillatelse fra plan- og bygningsetaten for takmontert sol**
- **Krav om konsesjonssøknad kan bidra til økt tidsbruk og kostnader ved investeringer i solcelleanlegg. Lav kapasitetsfaktor for solanlegg innebærer at flere anlegg kan bli konsesjonspliktige**
- **Redusert privatøkonomisk lønnsomhet ved anleggsbidrag. Mulige endringer i regelverket kan redusere kostnader og usikkerheter knyttet til saksbehandlingstid og fastsettelse av bidraget**

6.1.9 Usikkerhet og pågående prosesser

Som nevnt over er både rammevilkårene for konsesjonsplikt, anleggsbidrag og delingsløsninger for solkraft under endring per dags dato. I tillegg er det usikkert knyttet til strømstøttens varighet og hvordan den vil innrettes i fremtiden. For storskala solkraft har det i tillegg blitt diskutert muligheten for å innføre en eventuell produksjonsskatt på storskala solkraft. Det er per i dag usikkert hvordan denne skal innrettes.

Beskatning av husholdningers overskuddskraft som ikke brukes selv, men som selges til kraftmarkedet, har også vært diskutert. Skatteetaten (2023) uttalte i 2023 at overskuddproduksjon som selges til markedet i utgangspunktet skal skattlegges som kapitalinntekt med 22 prosent, der husholdninger også kan bli skattepliktige. Imidlertid varslet regjeringen i mars 2024 at skatteplikt for salg av overskuddsstrøm fra private boliger skal utredes nærmere, med sikte

på å legge frem særregler i statsbudsjettet for 2025. I mellomtiden vil Skatteetaten unnlate å skattlegge inntekter ved salg av overskuddsstrøm fra solcelleanlegg i boliger, for 2023 og tidligere år (Regjeringen, 2024).

6.2 Barrierer og markedssvikt

I dette delkapittelet vil vi beskrive nærmere eksisterende barrierer og markedssvikt som hindrer effektiv utbygging av solkraft i Norge gitt en oppfyllelse av målet om å realisere 8 TWh solkraft innen 203018. En slik barriere vil typisk hindre eller redusere mulighetene eller incentivene for å investere i solkraftproduksjon. Disse vil ofte knyttes til hvordan innretningen av eksisterende rammevilkår påvirker incentivene til husholdninger og bedrifter. Tabell 6-1 gir en enkel oversikt over de eksisterende barrierene og markedssviktene som hindrer utbygging av solenergi i Norge, og hvilke faktorer som påvirker dem. Etter tabellen vil vi beskrive disse nærmere.

Som vi har sett i de foregående kapitlene, er den viktigste barrieren mot en effektiv utbygging av solkraft i Norge at det ikke er privat- og bedriftsøkonomisk lønnsomt. Selv om noen av de overnevnte rammevilkårene bidrar til å øke lønnsomheten av solkraft, er det også flere rammevilkår som virker i motsatt retning. Gitt dagens rammevilkår, forventet prisnivå i kraftmarkedet, samt installasjons- og driftskostnader for solkraft, vil det ikke lønne seg økonomisk å investere i mindre solcelleanlegg for husholdninger eller bedrifter. Dette fører til at netto nåverdien av slike investeringer er negative¹⁹, og betyr at husholdninger og bedrifter ikke klarer å nedbetale investeringskostnaden i løpet av levetiden til solcelleanlegget. I tillegg bidrar dagens innretning av strømstøtteordningen til at husholdninger med solcelleanlegg ikke får den fulle økonomiske gevinsten av strømmen de produserer, spesielt i år med høye gjennomsnittlige priser (se kapittel 7 for en eksempelberegning av dette).

Tabell 6-1 De viktigste barrierer og markedssvikter for utbygger av solenergi. Kilde: Menon Economics

Barrier/markedssvikt	Faktorer
Lønnsomhet	Investerings- og vedlikeholdskostnader Kraftpris Øvrige rammevilkår Anleggsbidrag og andre nettariffer
Finansiering og tilgang til kapital	Låne- og egenkapitalkrav hos banken for å finansiere investeringskostnader PPA-kontrakter og andre fastprisavtaler
Arealtilgang	Begrensinger i arealtilgang til storskala solkraft Suboptimal utnyttelse av grå areal grunnet manglende delingsløsninger
Nettilknytning	Tidskostnader dersom det er lang tid å etablere driftsmessig forsvarlig nettilknytning
Kompetanse og kunnskap	Modent leverandørmarked, umodent utrullingsmarked Undervisningsopplegg i håndverkerfag legger mindre vekt på solkraft
Konsesjonsplikt	Konsesjonsplikt hvis krever etablering av nytt nett med spenning over 1000 volt Ikke-konsesjonspliktige solanlegg på tak må avklares etter kommunens bestemmelser for bygninger, som i noen tilfeller kan forsinke eller hindre installasjon av solcellepaneler på noen typer tak eller bygninger

¹⁸ Med effektiv utbygging sikter vi til en samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging av solkraft, som i så stor grad som mulig maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet i økonomien. Dette innebærer at sikre at det ønskede målet for solkraft nås til lavest mulig kostnad for samfunnet som helhet.

¹⁹ Med en antakelse om en diskonteringsrente på 5 prosent

Husholdninger og bedrifter som ønsker å installere småskala solcelleanlegg må tilfredsstille låne- og egenkapitalkrav hos banken for å finansiere investeringskostnaden, med mindre de har tilstrekkelig kapital til å investere uten lån. Utfordringer knyttet til kapitaltilgang vurderes å være størst for husholdningskunder. Eksisterende leasingavtaler, som for eksempel Otovo tilbyr i dag, reduserer denne typen barrierer, men hvor vidt det er tilstrekkelig for en effektiv utbygging er usikkert. For større, bakkemonterte anlegg vil utbyggere få tilgang til lån så lenge prosjekter er lønnsomme og låne- og kapitalmarkeder fungerer som de skal. For bakkemonterte anlegg kan også inngåelse av PPA-kontrakter og andre fastprisavtaler øke sikkerheten for fremtidig inntjening, som kan bidra positivt til å få lån.

Begrensninger i arealtilgang til storskala solkraft kan redusere muligheten for å etablere anlegg, men avhenger av hvilken type areal anlegget skal anlegges på (grønne eller grå arealer). I tillegg bidrar dagens delingsløsning for lokalprodusert strøm til at eksisterende tilgjengelig areal (for eksempel på næringstomter) egnet til å produsere solkraft ikke utnyttes optimalt, og dermed at potensielle kostnadsreduksjoner forbundet med skala ikke utnyttes.

Dette er tilfellet hvis for eksempel en huseier med et stort tak ikke kan dele overskuddet av solenergi med en nabo på et annet gårds- eller bruksnummer, som har et tak som er mindre gunstig for solkraftproduksjon. Årsaken er at gjennomsnittskostnaden per installerte effekt faller betydelig med størrelsen på det installerte solcelleanlegget (se kapittel 5.2.2 for mer informasjon). Dette betyr at det er noen skalafordeler ved å installere i større kapasitet, og gjelder spesielt for kapasitetsøkninger opp mot 50 kWp²⁰. Effekten er spesielt tydelig blant husholdninger fordi de ofte har mindre takflater enn yrkesbygg. Met tanke på effektive virkemidler for å bedre lønnsomheten til solcelleanlegg, får vi dermed en avveining mellom å oppmuntre til utbredt bruk av solenergi i samfunnet (som også sprer kunnskap om og økt deltakelse i strømmarkedet), mot å maksimere effektiviteten ved å installere solcelleanlegg til lavest mulig pris som utnytter stordriftsfordeler.

Konsesjonsplikt for større solenergianlegg kan bidra til økt tidsbruk og økte kostnader for investeringer i solcelleanlegg. Den lave kapasitetsfaktoren for solanlegg innebærer at flere anlegg med mindre årlig produksjon kan bli konsesjonspliktige sammenliknet med annen fornybar produksjon. Den foreslåtte kapasitetsgrensen for solkraft på 5 MW kan føre til at prosessen med å etablere solkraftanlegg blir mer kompleks og tidkrevende, noe som vil kunne gi økte kostnader til større solkraftverk. I dag har nettselskapene plikt til å tilknytte ny produksjon, men behovet for nettutbygging kan forsinke mulighetene for å koble på større solkraftproduksjon i fremtiden. Anleggsbidrag bidrar til å redusere den privatøkonomiske lønnsomheten til solkraftanlegg, men er viktig for å reflektere kostnaden ved utbygging av nytt nett. Endringer i regelverket for anleggsbidrag kan muligens gi noen forenklinger i prosessen med å sette anleggsbidrag.

Takket være et stort globalt marked for solcelleanlegg er det relativt modent leverandørmarked av solcellepaneler i Norge, men et noe mer umodent utrullingsmarked. Dette betyr at selv om teknologikostnader faller, kan fortsatt installasjonskostnader være store. Mangel på tilstrekkelig kompetanse og kvalifisert personell bidrar til lavere konkurranse i utrullingsmarkedet, og dermed til høyere installasjonskostnader.

En del av dagens rammevilkår bidrar til å bedre den privatøkonomiske lønnsomheten ved å investere i solcelleanlegg. Fritak fra MVA og avgifter, fritak fra nettleie og innmatingstariff, samt støtte fra Enova er eksempler på dette. På den andre siden er det noen av dagens rammevilkår som bidrar til å redusere de økonomiske incentivene til å investere i solcelleanlegg, som strømstøtten, begrensede delingsmuligheter av overskuddskraft og de tekniske kravene til installasjon, der det i dag ikke finnes tilstrekkelig kvalifisert personell og kompetanse. I tillegg er større solkraftanlegg være konsesjonspliktige, som kan slå relativt sett hardere ut for solkraft enn annen fornybar kraft ettersom solkraft har relativt lav kapasitetsfaktor. Anleggsbidrag kan også bidra til å redusere den privatøkonomiske lønnsomheten av å investere i solenergi. I neste kapittel vil vi se nærmere på hvor mye de ulike rammevilkårene beskrevet over påvirker den privatøkonomiske lønnsomheten av å investere i solceller i Norge. Ettersom den største barrieren mot en effektiv

²⁰ Andre beregninger viser også at det også vil være skalafordeler 200 kWp



utbygging av solkraft er at det ikke er privatøkonomisk lønnsomt, er det mest aktuelt å vurdere virkemidler som bedrer lønnsomheten til å investere i solenergi.

7 EKSEMPLER PÅ HVORDAN RAMMEVILKÅR PÅVIRKER LØNNSOMHET

I det forrige kapittelet så vi nærmere på dagens rammevilkår for solkraft og hvordan de påvirker lønnsomheten av å investere i solcelleanlegg. Videre så vi at den største barrieren for utbygging av solenergi i Norge er at det ikke er privat- og bedriftsøkonomisk lønnsomt. I dette kapittelet vil vi se nærmere på inntekts- og utgiftstrømmer knyttet til investeringer i solcelleanlegg, med dagens og med alternative rammevilkår. Basert på denne gjennomgangen kan vi identifisere et lønnsomhetsgap, det vil si hvor mye som mangler rent økonomisk for at investeringer skal bli privat- og bedriftsøkonomiske lønnsomme. Basert på denne analysen vil vi undersøke nærmere i hvilken grad ulike tiltak kan øke lønnsomheten, og dermed bidra til å redusere dette lønnsomhetsgapet. Analysen danner grunnlaget for vår vurdering av virkemidler i kapittel 7.

For å bryte ned de ulike inntekts- og utgiftstrømmene i investeringene, har vi konstruert en detaljert modell som tar hensyn til levetidskostnadene og inntektene forbundet med ulike størrelser på solcelleanlegg og typer eiere. Analysen vår inkluderer timesbaserte prognoser for solstråling per time, utledet fra historiske værdata, historisk fordeling av strømpriser på timebasis, og forbruksmønstre for ulike forbrukerkategorier (som husholdninger og tjenesteytende næringer). I tillegg inkluderer modellen eksisterende nettleietariffer og andre relevante rammebetingelser. Se Appendix B for flere detaljer.

I dette kapittelet presenterer vi resultatene for fire typer anlegg/ anleggseiere: en typisk enebolig med et solcelleanlegg på 10 kWp som eies av henholdsvis en husholdning og en bedrift (et lite næringsbygg), et boligselskap²¹ med 100 boliger²² og installert 160 kWp, samt en mellomstor bedrift med et årlig energiforbruk på 1 MWh og en optimal solcellekapasitet beregnet ut fra gjeldende regelverk og priser (160 kWp, for sammenlignbarhet bruker vi samme verdi for boligselskap).²³ 1 MWh årlig forbruk tilsvarer ti ganger det gjennomsnittlige årlige forbruket til tjenesteytende bedrifter i NO1-prisområdet²⁴. Til slutt beskriver vi virkemidler for storskala bakkemontert solkraft.

7.1 Hvordan dagens rammevilkår påvirker husholdninger og bedrifter

I dette delkapittelet ser vi nærmere på hvordan de eksisterende rammevilkårene påvirker lønnsomheten av solenergianlegg for ulike brukergrupper av strøm. Denne vurderingen omfatter verdsettelsen av strøm produsert for eget forbruk, verdien av overskuddsstrøm som selges til kraftmarkedet, og besparelser i nettleie og innmatingstariff med dagens tariffstruktur. I tillegg ser vi nærmere på skatteregler og eksisterende støttemekanismer.

Denne komparative oversikten omfatter fire ulike grupper av forbrukere med tilhørende installert kapasitet:

Når vi i dette kapittelet omtaler «bedrifter», sikter vi til bedrifter. I de fleste tilfeller vil bedrifter leie lokaler i et yrkesbygg, der eieren av yrkesbygget har ansvaret for bygget og dermed tar investeringsbeslutningen om å installere solcellepaneler. I noen tilfeller eier bedriften selv yrkesbygget. Vi bruker begrepet «bedrifter» for enkelthetens skyld.

Både husholdninger og bedrifter med en installert kapasitet på 10 kWp og årlig strømforbruk under 100 000 kWh faller under plusskundeordningen fordi deres innmating til nettet aldri overstiger 100 kW. Dette henger sammen med at den installerte kapasiteten hos disse aktørene er relativt lav sammenliknet med strømforbruket, slik at en stor andel av solkraftproduksjonen går til å dekke eget forbruk. Bedriften med et årlig energiforbruk på 1 MWh og installert kapasitet på 160 kWp ville typisk ikke falle under plusskundeordningen.²⁵

²¹ Boligselskaper kan innrettes på ulike måter, som borettslag, sameier eller bolig-aksjeselskap. I våre regneeksempler legger vi for enkelthetens skyld til grunn at boligselskapet har kjennetegn på sameie – betaler MVA, betaler ikke inntektskatt, kan ikke avskrive kapitalkostnader, reduserer strømregninger til husholdninger (også med nettleie og MVA), men får ikke støtte. Ulike innretninger av boligselskapet vil påvirke lønnsomheten av å installere solcelleanlegg ulikt.

²² Antall boliger valgt ut for å sikre sammenlignbar andel egenforbruk med næringsbygg.

²³ Solcellekapasitet som maksimerer internrenten (den økonomiske lønnsomheten av investeringen). Beregnet ut fra CAPEX, strømpriser, nettleie, vedlikeholdskostnader og avskrivingsregler.

²⁴ Basert på Elhub data.

²⁵ Konklusjon basert på vår analyse av solkraftproduksjonsprofil og forbruksdata fra Elhub for «Tertiære Tjenester» forbruksgruppe i prisområde NO1.

Tabell 7-1 Oppsummering av rammevilkår for husholdninger og bedrifter.

	Husholdningsbygg	Boligselskap	Yrkesbygg (<100 000 kWh)	Yrkesbygg (> 100 000 kWh)	Bakkemontert
Egenforbruk	Strømsstøtte;	Strømsstøtte;	Børspris	Børspris	Ikke relevant
Salg av strøm	Børspris	Børspris	Børspris	Børspris	Børspris; PPA
Nettariff (forbruk)	Energiledd + elavgift + energifond	Energiledd + elavgift + energifond	Energiledd + elavgift	Noe lavere energiledd + elavgift	Ikke relevant
Nettariff (innmating)	Anlegg under 100kW innmating fritatt fastledd				
Skatteregler	MVA	MVA	Inntektskatt; avskrivinger		
CAPEX	Enovatilskudd	Enovatilskudd (konkurranse)		Ikke relevant	

Fordi virkningen av dagens rammevilkår på lønnsomheten av solenergi varierer betydelig mellom husholdninger og bedrifter, er det nødvendig å se nærmere på hver enkelt forbrukergruppe. På denne måten kan vi identifisere hvilken gruppe som har de beste økonomiske insentivene til å investere i solenergi.

Det er en tydelig forskjell mellom husholdninger og små bedrifter med strømforbruk under 100 kWh. Strømsstøtten innretning bidrar til at den økonomiske verdien av strøm produsert til eget forbruk er lavere for husholdninger enn for bedrifter i perioder med strømpriser over 73 øre/kWh. Når det gjelder energileddet i nettleien er denne i større grad tilpasset marginalkostnadene for bedrifter med et stort energiforbruk enn for husholdningskunder, noe som betyr at bedrifter ofte har lavere energiledd enn husholdninger. Så lenge de faller under plusskundeordningen, betaler hverken husholdninger eller bedrifter fastledd av innmatingstariff på strøm de mater ut på nettet som for 2024 er satt for 1,49 øre/kWh. De betaler imidlertid energiledd av innmatingstariff, som reflekterer bidrag til nettappskostnader og kan være negativ for produksjon nær forbruk. I Elvias tariff for plusskunder i 2023 ble for eksempel innmatingstariffen satt til -5 øre/kWh, som betyr at plusskundene får betalt for strømmen de leverer til nettet.

I tillegg inkluderer nettleien til husholdninger et bidrag til energifondet som er proporsjonalt med strømforbruket. Bedrifter betaler også inn til energifondet, men det belastes derimot med et fast månedlig beløp per måler og avhenger derfor ikke av mengden forbruk.

Det er også noen rammevilkår som utgjør en viktig forskjell mellom husholdninger og bedrifter uavhengig av størrelsen på det årlige strømforbruket til bedriften. Merverdiavgiftsreglene er gunstigere for bedrifter enn for husholdninger, ettersom bedrifter er fritatt merverdiavgift på både kapitalkostnader og inntekter. Husholdninger må betale MVA for installasjonen av solcelleanlegget, mens bedrifter kan avskrive kostnadene for solkraftinvesteringene sine over en bestemt periode i tråd med gjeldende avskrivingsregler. Dette betyr at innretningen av skattereglene favoriserer bedriftskunder fremfor husholdninger når det gjelder faste installasjoner, der den tillatte avskrivningsperioden for å redusere skattepliktig inntekt for bedrifter er kortere enn installasjonens forventede levetid. Husholdninger må imidlertid betale MVA på strøm brukt fra nettet og på nettleie som øker verdien av egenforbruk.

Boligselskaper kan ta ulike selskapsformer, samborettslag, sameier og bolig-aksjeselskap. Selskapsformen får betydning for hvordan rammevilkårene påvirker lønnsomheten av solkraftprosjekter. Under gjeldende delingsordning kan boligselskaper med anlegg på inntil 1 MW (1000 kW) installert effekt innenfor samme eiendom dele egenprodusert strøm med strømabonnenter innenfor samme eiendommen, og på den måten redusere beboernes strømutfgifter.

Tilgangen på investeringsstøtte skiller også husholdninger fra bedrifter, der husholdningene mottar et fast beløp per installerte kW. For en typisk husholdning vil denne dekke rundt 10 prosent av installasjonskostnadene. Bedrifter og boligselskaper kan derimot få dekket opptil 50 prosent av sine installasjonskostnader, selv om bedrifters investeringer i solcellepaneler konkurrerer med andre energiforbedringsløsninger om støtten. Dagens innretning av støtteordningen for

bedrifter og boligselskaper stiller imidlertid krav om en energiforbedring på minimum 20 prosent, som kan være vanskelig å oppnå med solceller alene.

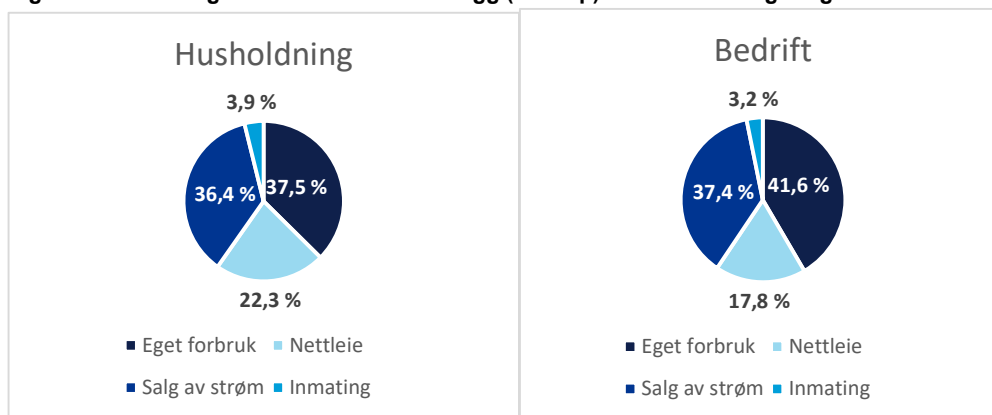
7.2 Inntektsstrømmer til solcelleanlegg for en husholdning og en liten bedrift

I det følgende kapittelet skal vi diskutere to viktige problemstillinger knyttet til inntektsstrømmene for solcelleanlegg på taket til en husholdning og en liten bedrift. Først ser vi nærmere på hvilke av inntektskomponentene beskrevet over som påvirker inntektene mest. Deretter ser vi på hvordan forskjellene i rammevilkår for husholdninger og bedriften direkte påvirker inntektene. For å gjøre dette har vi tatt utgangspunkt i et solcelleanlegg med en installert effekt på 10 kWp og en forbruksprofil av strøm som gjelder for en gjennomsnittlig husholdning i prisområde NO1. Vi legger til grunn at det totale strømforbruket til denne husholdningen tilsvarer omtrent gjennomsnittsforkbruket i en enebolig.²⁶ I realiteten varierer forbruksprofilen mellom husholdninger og bedrifter. Målet med denne øvelsen er imidlertid å vise den rene effekten av de ulike rammevilkårene.

I tillegg tar vi utgangspunkt i strømpriser fra 2023. Med en slik produksjons- og forbruksprofil bruker husholdningen og den lille bedriften 20 920 kWh strøm, produserer 8 225 kWh solkraft, hvorav 47 prosent går til eget bruk og resten selges til nettet.

I analysen beregner vi de årlige inntektsverdiene for et anlegg eid av en husholdning og et anlegg eid av en liten bedrift. Alle verdier er beregnet før skatt. For husholdninger inkluderer verdiene MVA. Eksemplene viser at husholdninger og bedrifter har ulike årlige inntektsstrømmer knyttet til solcelleanlegget på henholdsvis 7 587 NOK og 7 384 NOK. Verdien av strømmen produsert for eget forbruk er den viktigste inntektskomponenten for både husholdningen og bedriften, etterfulgt av verdien av strømmen som selges til nettet. Bespart nettleie er også en viktig inntektskomponent, og utgjør en større andel hos husholdninger (22 prosent) enn for bedrifter (18 prosent). Elavgifts andel av denne verdien er 36% og 47% for henholdsvis husholdninger og bedrifter.

Figur 7-1: Fordeling av inntekter fra solanlegg (10 kWp) for husholdninger og bedrifter.



7.3 Lønnsomhet

Med dagens rammevilkår og forventede strømprisutvikling er mindre solcelleanlegg privat- og bedriftsøkonomisk ulønnsomme. For større solcelleanlegg bedrer lønnsomheten seg noe, der internrenten nærmer seg den

²⁶ Mer presist antar vi et forbruk som tilsvarer 150 prosent av gjennomsnittsforkbruket i en husholdning i NO1 prisområdet.

gjennomsnittlige vektete kapitalkostnaden (WACC) som er vanlig i privat sektor. For mer informasjon om kapitalkostnadene, se kapittel 5.2.2. Investeringene i solcellepaneler gir avkastning over en lengre periode og krever derfor en omfattende analyse basert på forventede kostnader og utviklingen av viktige faktorer som vil påvirke inntektene på lang sikt. Disse forutsetningene er grundig beskrevet i Tekstboks 2.

Tekstboks 2: Forutsetninger for lønnsomhetsanalyse

I vår lønnsomhetsanalyse for husholdninger og bedrifter har vi basert beregningene våre på en rekke forutsetninger:

- **Solkraftproduksjon.** Vi antar samme produksjonsprofil hvert år basert på timesbaserte prognoser for solstråling og vær forhold. Årlig produksjon er 892 kWh/kWp.
- **Strømpriser:** Vi forventer at strømprisene vil følge NVEs langsiktige prognoser, fra 0,86 NOK/kWh i 2023 og lineært synkende til 0,81 NOK/kWh i 2030, 0,59 NOK/kWh i 2035 og videre ned til 0,51 NOK/kWh i 2040. Gitt produksjons- og forbruksprofil, var den produksjonsvektede strømprisen i 2023 0,65 NOK/kWh, mens den forbruksvektede strømprisen var 0,90 NOK/kWh for husholdninger og 0,85 NOK/kWh for tjenesteytende næring. Utviklingen av gjennomsnittlige produksjons- og forbruksvektede priser er vist i Appendiks B.
- **CAPEX:** Startkostnaden for solcellepanelinstallasjoner beregnes ved hjelp av formelen: 48 120 NOK + 8 895 * kWp for de første 60 kWh kapasitet. For ytterligere kapasitet utover dette reduseres kostnaden per kWp til 7 020 NOK. Disse tallene er eksklusive MVA. Kostnader for husholdninger reduseres med støtte fra Enova, hvilket tilsvarer 7 500 NOK + 1 250 NOK per kWp installert effekt (inntil 20 kWp).
- **Vedlikeholdskostnader:** Vedlikeholdskostnadene anslås til 0,5 prosent av de totale investeringene hvert år.
- **Levetid og avskrivninger:** Installasjonene antas å ha en levetid på 25 år. I bedriftsøkonomiske beregninger legger vi til grunn en avskrivningsperiode på 25 år, noe som er skattemessig relevant.

En typisk husholdning som investerer i et solcelleanlegg på 10 kWp må regne med en utgift på ca. 150 000 NOK, etter Enova-støtten. I løpet av installasjonens levetid på 25 år vil imidlertid ikke de totale inntektene fra anlegget veie opp for investeringskostnadene. I dette tilfellet er internrenten (IRR) for investeringen -0,47 prosent. Med en diskonteringsrente på 5 prosent blir den totale netto nåverdien (NPV) av investeringen -64 000 NOK. Det betyr at en husholdning med en diskonteringsrente på 5 prosent vil trenge et tilskudd på 6 400 NOK (inkl. MVA) per installerte kWp for at det skal lønne seg å investere i anlegget. Diskonteringsrente refererer til den renten som brukes for å omregne fremtidige pengeverdier til deres nåverdi, noe som reflekterer verdien av å motta penger i dag fremfor i fremtiden.

For små yrkesbygg er også investeringer i solcelleanlegg ulønnsomt. Til tross for en noe lavere investeringskostnad på 137 000 NOK (ekskl. MVA, men også uten Enova-støtte), er IRR marginalt lavere (-0,61 prosent) enn for husholdninger. For å oppnå en avkastning på 5 prosent (som kan anses som lav verdi for mange husholdninger og investorer) er det derfor nødvendig med et tilskudd på 5 800 NOK per 1 kWp.

De økonomiske utsiktene for større installasjoner er derimot betydelig mer optimistiske. Årsaken til dette er først og fremst at stordriftsfordeler i større grad utnyttes, og at disse anlegg kan ha høyere andel av egenforbruk. En investering i et solcelleanlegg på et yrkesbygg som har et anlegg på 160 kWp og et årlig forbruk på om lag 1 MWh gir en IRR på 5,6

prosent. Selv om dette er lavere enn standard avkastningskrav i privat sektor, er avviket relativt lite. I denne vurderingen er det ikke tatt hensyn til andre fordeler ved grønn energiproduksjon, som for eksempel bedre lånebetingelser som følge av EU-taksonomien, bedre PR eller potensielle fordeler med hensyn til markedstilgang.

Lønnsomheten av å investere i solkraftanlegg er enda bedre for anlegg som eies av et boligselskap²⁷, med en internrente på over 8 %. Høyere avkastning for boligselskaper sammenliknet med yrkesbygg skyldes i hovedsak sparte nettkostnader. Dette er fordi vi antar at boligselskapet deler strømmen med flere husholdninger, mens yrkesbygg kun har én stor strømforbruker. Alt annet likt vil den relative lønnsomheten av å installere i solcelleanlegg være høyere for kunder med lavt forbruk (husholdninger) enn for kunder med høyt forbruk (næringskunder), ettersom energileddet i nettтарiffen er lavere for strømbrukere med høyt forbruk.

I vår analyse tar vi ikke hensyn til muligheten for yrkesbygg og boligselskaper til å motta Enova-støtte gjennom programmer for energieffektivisering²⁸. Disse programmene, som vanligvis krever at solkraft kombineres med andre energieffektiviseringstiltak, dekker opptil 50 % av investeringskostnadene og ville bidra til langt høyere avkastning på investeringen i disse tilfellene.

Tabell 7-2 oppsummerer vår lønnsomhetsanalyse for de fire forbruksgruppene. I hver tabell rapporterer vi både netto nåverdien av prosjektet (NPV) og internrente (IRR). IRR viser den diskonteringsrenten som tilsier at nåverdien av et investeringsprosjekt er null.

Tabell 7-2: Lønnsomhet av solcelleanlegg hos utvalgte eiertyper under dagens rammevilkår

	Husholdning (10 kWp)	Lite yrkesbygg (10 kWp)	Boligselskap (160 kWp)	Mellomstort yrkesbygg (160kWp)
CAPEX	151 337	137 070	1 464 150	1 171 320
NPV (r=5 prosent)	-63 596	-58 437	408 869	60 910
IRR	-0,47 %	-0,61 %	8,08%	5,62 %
Egenforbruk	47,1%	47,1%	95,23%	96,49%

I vår analyse fokuserer vi på dagens situasjon uten å ta hensyn til endringer i markedet for solkraftkomponenter og installasjonstjenester over tid. Etter hvert som solcelleteknologien blir billigere og det norske leverandørmarkedet modnes, forventes investeringskostnadene (CAPEX) å synke. Samtidig indikerer dagens prognoser at strømprisen vil falle i fremtiden, noe som kan redusere avkastningen på investeringer i solcelleanlegg. Det er imidlertid usikkert hvilken av disse to effektene som vil dominere.

Analysen så langt viser store forskjeller i lønnsomhet mellom store og små anlegg. I det neste avsnittet ser vi nærmere på stordriftsfordeler.

7.3.1 Stordriftsfordeler

De store forskjellene i lønnsomhet mellom ulike forbruksgrupper i eksemplene våre over skyldes først og fremst stordriftsfordeler. Mens produksjonen av strøm skaleres lineært med den installerte kapasiteten, synker gjennomsnittskostnadene forbundet med installasjonen betydelig etter hvert som den installerte kapasiteten øker, som beskrevet i delkapittel 5.2.2.

Selv om det tilgjengelige takarealet begrenser den maksimale installasjonsstørrelsen for husholdningene, er det tydelig at installasjonsstørrelsen påvirker avkastningen for denne gruppen. Dette illustreres i Tabell 7-3, der vi sammenligner internrente for 5 kWp, 10 kWp og 20 kWp installasjoner eid av husholdninger. Til tross for den økte verdien av

²⁷ I analysen antar vi at boligselskapet mottar hele verdien av reduksjonen i strøm- og nettkostnadene fra strømbonnementene på eiendommen og betaler merverdiavgift for installasjonen. I motsetning til husholdningene mottar boligselskapet imidlertid ikke støtte fra ENOVA.

²⁸ Se ENOVA programmer for til forbedring av energitilstand i boligselskap (<https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/stotte-til-forbedring-av-energitilstand-i-borettslag-og-boligsameier/>) og yrkesbygg (<https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/stotte-til-forbedring-av-energitilstand-i-yrkesbygg/>).

elektrisitet til eget bruk, som kan tilskrives besparelser i nettkostnader, sammenlignet med elektrisitet som mates inn på nettet og selges, og den synkende andelen av eget forbruk med økende installert kapasitet, forbedres avkastningen betydelig med størrelsen på installasjonen for husholdningene. IRR øker fra -2,1 prosent for en installasjon på 5 kWp, til 0,4 prosent for en installasjon på 20 kWp. Det er imidlertid viktig å merke seg at selv med større installasjoner ligger IRR fortsatt under de typiske avkastningskravene for husholdninger.

Hvis man ser på disse resultatene opp mot et finansieringsgap, ser man at de minste installasjonene på 5 kWp krever supplerende støtteordninger på over 10 000 NOK per installerte kWp. For installasjoner på 20 kWp reduseres derimot tilskuddsbehovet til under 4 500 NOK per installert kWp. Reduksjonen i tilskuddsbehov understreker verdien av skalaeffekter for (takmonterte) solkraftanlegg.

Tabell 7-3: Lønnsomhet for husholdninger ved ulike solcelleanleggstørrelser

	Husholdning 5 kWp	Husholdning 10 kWp	Husholdning 20 kWp
CAPEX	101 994 NOK	151 337 NOK	250 025 NOK
NPV (r=5 prosent)	-53 819 NOK	-63 596 NOK	-88 729 NOK
IRR	-2,08 %	-0,47 %	0,42 %
Andel til eget forbruk	71,80 %	47,10 %	28,61 %

Potensialet for at et høyt antall husholdninger skal installere solcellepanel, er begrenset av tilgangen på takarealer som egner seg for store solcelleinstallasjoner. Denne utfordringen kan føre til en avveining mellom å oppnå effektivitet gjennom større installasjoner og å fremme bred deltakelse. Barrierer knyttet til kapitaltilgang for husholdningskunder vil også øke i tråd med at investeringsbehovet øker.

Det er viktig å presisere at vi i analysen ikke har tatt hensyn til eventuelle endringer i forbruksmønsteret som følge av installasjon av solcellepaneler. Strømforbrukerne har mulighet til å flytte en del av forbruket sitt til perioder der solcelleproduksjonen er høyere enn forbruket, for eksempel ved å programmere ladere for elbiler eller varmtvannsberedere slik at de er i drift når produksjonen er høyest. Hvis en husholdning lykkes med å flytte 5 prosent av sitt totale strømforbruk til perioder med overskuddsproduksjon, viser våre beregninger at IRR kan forbedres med ca. 0,35 prosentpoeng. Denne justeringen tyder på at selv beskjedne endringer i forbruksmønsteret kan ha en positiv innvirkning på solcellepanelinstallasjoners økonomiske levedyktighet, og dermed gjøre det mer attraktivt for flere husholdninger å ta i bruk solenergi.

7.4 Virkningen av utvalgte rammevilkårsendringer

I dette delkapittelet ser vi nærmere på de potensielle konsekvensene av tre endringer i rammevilkår som kan øke lønnsomheten av solcelleanlegg: endringer i innretning av strømstøtte, innføring av delingsløsning og MVA-fritak for husholdninger. I alle tilfellene beregner vi også nåverdi (NPV), som identifiserer lønnsomhetsgapet, eller kontantoverføringen som kreves for å gjøre installasjonen lønnsom.

Innretning av strømstøtte: Dagens strømstøtteregele har blitt kritisert for å ha en vridningseffekt som bidrar til å redusere verdien av strøm produsert til eget forbruk i husholdningene (se for eksempel AFRY og Menon Economics (2022)). Vår analyse, basert på strømprisnivået i 2023, tyder på at et typisk 10 kW-anlegg kan få en økning i årlige inntekter på nesten 1 000 kroner eller 13 prosent hvis strømstøtte ble lagt om for å bevare markedssignalene; for eksempel gjennom kontantoverføringen uavhengig av faktisk strømbruk. Betydningen av strømstøtte forventes imidlertid å avta i årene som kommer, ettersom strømprisene forventes å synke, noe som vil føre til færre timer der strømprisen overstiger grensen på 0,73 kr/kWh.

Delingsløsninger: Konseptet med deling av strøm utover individuelle gårds- og bruksnummer har blitt utforsket av NVE, og viser at det er mulig for anleggseiere å selge overskuddsstrøm til husholdninger eller bedrifter i nærheten.

Gjennomførbarheten og de økonomiske fordelene ved deling av strøm vil sannsynligvis variere fra sak til sak. I våre scenarier antar vi at anleggseieren kan selge hele overskuddet, inkludert distribusjonskostnader og, for husholdninger, merverdiavgift på strøm solgt til nabolag eller næringsområder. Dette er et optimistisk scenario. I praksis er det sannsynlig at deler av den produserte elektrisiteten vil bli solgt på spotmarkedet (avhengig av omfanget av lagring og endringer i forbruksmønster). Dette vil redusere effekten av løsningen. I vår analyse antar vi at eieren av anlegget deler strøm med samme type brukere med samme nettariff. For yrkesbygg som deler strøm med mindre bedrifter (f.eks. kontorbygg eller kjøpesenter) kan imidlertid avkastningen være noe høyere på grunn av relativt høyere energiledd for bedrifter med årlig forbruk under 100 000 kWh.

MVA-fritak for husholdninger: MVA-fritak for solcellepaneler vil føre til en 20 prosent reduksjon i investeringskostnadene for husholdningene. Selv om det finnes ulike mekanismer for å subsidiere kjøp av solcelleanlegg, har vi valgt å vurdere dette tiltaket fordi det har vist seg å være effektivt på andre områder, for eksempel som insentiv for kjøp av elbiler.

Husholdninger

I Tabell 7-4 presenterer vi effekten av de diskuterte tiltakene på lønnsomheten av solcelleinvesteringer, inkludert effekten av å implementere alle tre tiltakene samtidig. Det er tydelig at det bare er gjennom en samlet anvendelse av alle tre tiltakene at investeringen kan bli økonomisk lønnsom.

Endringen av strømstøttereglene bidrar til å øke internrenten med ca. 0,6 prosentpoeng, samtidig som støttebehovet reduseres med ca. 700 kroner per kWp installert. Innføringen av elektrisitetsdeling gir en større gevinst, og genererer en ekstra verdi på over 35 000 kroner i løpet av installasjonens levetid for husholdningen (og naboene som deltar i delingen), og øker internrenten med mer enn tre prosentpoeng. Fritaket for merverdiavgift, samtidig som dagens nivå på Enova-støtten opprettholdes, gir en relativt liten, men likevel positiv effekt.

Når disse tiltakene kombineres, øker de investeringens attraktivitet betydelig, slik at avkastningen øker til nesten 6 prosent og behovet for ytterligere subsidier bortfaller. Denne omfattende tilnærmingen understreker potensialet for politiske og regulatoriske justeringer som kan endre det økonomiske landskapet for solenergi, og gjøre det til et mer attraktivt alternativ for husholdningene.

Tabell 7-4: Lønnsomhet for husholdninger under ulike virkemidler for en 10 kWp anlegg for en typisk enebolig.

	Dagens regler	Uten strømstøtte	Med deling og uten strømstøtte	Uten MVA	Med deling uten strømstøtte og uten MVA
CAPEX	151 337 NOK	151 337 NOK	151 337 NOK	117 070 NOK	117 070 NOK
NPV	-63 596 NOK	-56 256 NOK	-19 645 NOK	-26 792 NOK	8 897 NOK
IRR	-0,47 %	0,13 %	3,42 %	2,18 %	5,87 %

Bedrifter

Strømdeling fremstår som det eneste relevante virkemiddelet blant de tre foreslåtte virkemiddelene. Vi vil se nærmere på hvordan strømdeling vil påvirke tre ulike scenarier: en liten bedrift med et 10 kWp-anlegg, en mellomstor bedrift med et årlig energiforbruk på ca. 1 MWh og et anlegg som er optimalt dimensjonert i henhold til dagens regelverk (160 kWp), og en bedrift med samme anleggsstørrelse, men 50 prosent lavere energiforbruk.

For bedrifter som har tilpasset anleggsstørrelsen til dagens regelverk, vil innføringen av delingsreglene ikke påvirke driften nevneverdig. Dette skyldes at slike anlegg allerede bruker en betydelig andel av produksjonen til eget bruk. Muligheten til å dele strøm, under forutsetning av at verdien av elektrisiteten som brukes på stedet, likestilles med

verdien av elektrisiteten som deles med naboene, gjør likevel større anlegg vesentlig mer lønnsomme for bedrifter med lavere energiforbruk, men med god takplass.

I analysen antar vi at mellomstor bedrift deler strøm med andre bedrifter med samme nettariff (for årlig forbruk over 100 000 kWh). I praksis kan en slik bedrift dele strøm også med bedrifter med forbruk under 100 000 kWh, som betaler høyere energiledd. I dette tilfelle blir lønnsomheten noe høyere.

Tabell 7-5: Strømdeling og dagens regelverk for tre ulike bedriftsscenarier²⁹

	Lite yrkesbygg (10 kWp)		Mellomstort yrkesbygg (160 kWp)		Energieffektivt mellomstort yrkesbygg (160 kWp)	
	Dagens regler	Med deling	Dagens regler	Med deling	Dagens regler	Med deling
CAPEX	137 070	137 070	1 171 320 NOK	1 171 320 NOK	1 171 320 NOK	1 171 320 NOK
NPV	-58 437 NOK	-43 875 NOK	60 910 NOK	69 971 NOK	1 626 NOK	69 971 NOK
IRR	-0,61 %	0,97 %	5,62 %	5,71 %	5,02 %	5,71 %
Andel egenforbruk	47,1 %	47,1 %	96,5 %	96,5 %	72,7 %	72,7 %

7.5 Virkemidler for storskala bakkemontert solkraft

På grunn av stordriftsfordeler er LCOE for store solcelleanlegg betydelig lavere enn for mindre anlegg. Til tross for LCOE-estimer på 63-65 øre per kWh fra NVE og Multiconsult, som diskutert i kapittel 4.2, er det ikke sikkert at disse nivåene garanterer økonomisk levedyktighet. Analyser viser at den produksjonsvektede strømprisen for solcellepaneler i NO1 lå på rundt 65 øre/kWh, med forventninger om en nedgang over tid.

Det kan derfor være nødvendig med støttetiltak for store installasjoner. Etter reformene i EUs strømmarked er auksjoner med differansekontrakter (CfD) foretrukket for å støtte investeringer i strømproduksjon. Som blant annet Menon Economics (2022) diskuterer, bidrar slike auksjoner til å identifisere og dekke finansielle gap og muliggjøre effektiv utbygging av fornybar energi. Denne mekanismen gjør det mulig å organisere ulike auksjoner basert på f.eks. anleggsstørrelse, som i Polen (se vedlegg), og potensielt for ulike typer arealer, for eksempel tak, grå og grønne arealer. Slike virkemidler må imidlertid utformes i henhold til EUs statsstøtteregelverk.

Denne mekanismen, som blant annet brukes for utbygging av havvind i Norge, viser potensialet for kostnadseffektiv implementering. NVEs data indikerer også at storskala solkraftverk kan bygges til en lavere kostnad sammenlignet med havvindprosjekter, inkludert prosjekter med faste fundamenter, som i Norge vanligvis anskaffes gjennom auksjoner med differansekontrakter. Denne tilnærmingen understreker Norges fleksibilitet i utformingen av energistrategien, og understreker viktigheten av å fremme konkurranse for å identifisere og fremme de mest kostnadseffektive prosjektene.

En ren støtteordning, som for eksempel differansekontrakter eller direkte kapitalstøtte, kan vise seg å være mer kostnadseffektiv i implementeringen sammenlignet med endringer i de tre endringene i rammevilkår som er undersøkt i denne analysen. En detaljert gjennomgang av dette temaet vil bli foretatt i det påfølgende kapittelet.

²⁹ Uten elavgift ville internrenten (IRR) for et lite yrkesbygg (10 kWp) bli redusert til -1,45 % med dagens regler (uten deling), og til -0,71 % med deling. I våre beregninger har vi benyttet Elvias nettтарiffer. Der er energileddet for større brukere nøyaktig det samme som innmatingstariffen (5 øre/kWh). Derfor vil kunder med et årlig forbruk over 100 000 kWh, som derfor faller utenfor plusskundeordningen, få samme verdi for strømmen uavhengig av om den brukes til eget forbruk, deles gjennom delingsløsninger, eller mates inn på nettet, hvis de er fritatt for elavgift. I disse tilfellene vil internrenten være 3,05 % for et yrkesbygg med et installert anlegg på 160 kWp. For anlegg som mater inn mer enn 100 kWh/h, vil eget forbruk og deling være marginalt mer lønnsomt enn å mate inn på nettet på grunn av fastleddet for innmating denne typen anlegg må betale.

8 VIRKEMIDLER OG VIRKEMIDDELPORTEFØLJE

Utgangspunktet for denne rapporten er at et flertall på Stortinget har et mål om 8 TWh solkraft i Norge innen 2030. Budskapet fra en rekke ulike analyser er at målet er ambisiøst, men oppnåelig. Kalkylene i kapittel 7 understreker at hovedutfordringen for stort sett alle typer solkraftanlegg som kan realiseres raskt og i nødvendig omfang, er at verdien av produksjonen er for lav sammenlignet med kostnadene ved anleggene. Den privat og bedriftsøkonomiske lønnsomheten er foreløpig ikke god nok til at man kan vente storstilet utbygging. Store bygningsmonterte anlegg kan nok i noen tilfeller være privat- og bedriftsøkonomisk interessante allerede, for eksempel dersom egenforbruket er høyt og/eller anlegget ikke medfører betydelige nettkostnader. Det synes derfor nokså klart, både fra vår analyse ovenfor og for eksempel fra NVE (2024), at det er behov for virkemidler for å korrigere for den svake lønnsomheten, om de politiske målsetningene skal nås. Behovet for denne typen virkemidler er imidlertid ikke noe nytt.

Norge trenger ekstraordinær vekst for å nå målet om 8 TWh solenergi. Om vi ser på sentrale europeiske solmarkeder, har fremveksten av solkraft i samtlige tilfeller vært forbundet med kraftige subsidier eller andre målrettede virkemidler (Se Appendix A med eksempler fra Polen, Tyskland og Nederland).

Nedenfor drøfter vi først overordnede prinsipper for utforming av virkemidler i en norsk kontekst, og hvorfor disse fører til at økonomiske virkemidler anbefales. Videre drøfter vi ulike utforminger av økonomiske virkemidler, og hvordan en portefølje av virkemidler kan bygges opp og tilpasses over tid. Til sist drøfter vi behovet for supplerende virkemidler.

8.1 Vi anbefaler økonomiske støtteordninger

To vesentlige kriterier legges ofte til grunn ved valg og utforming av virkemidler for å nå konkrete mål. Det ene er hvorvidt virkemiddelet er styringseffektivt og det andre om det sikrer eller bidrar til kostnadseffektiv realisering av målet.

Styringseffektivitet handler om hvor sikker vi kan være på at målet nås. Hvis utfordringen for aktørene som eventuelt kan nå bidra til at man når den vedtatte målsetninger er knyttet til lønnsomhet, er det tvilsomt om raskere konsesjonsprosesser er det beste svaret. Rask saksbehandling kunne vært svaret dersom utfordringen først og fremst var at villige investorer og utbyggere ikke fikk mulighet til å sette i gang. Ettersom utfordringen for solkraftinvestorer i hovedsak synes å være knyttet til svak lønnsomhet, er det naturlig å se i retning av økonomiske virkemidler, som så presist som mulig kan øke lønnsomheten i de aktuelle investeringene.

Kostnadseffektivitet handler dels om (de samfunnsøkonomiske) kostnadene for virkemidlene som sådan (for eksempel om administrative kostnader er høye eller lave) og dels om virkemidlene bidrar til at de rimeligste tiltakene (solkraftanleggene) realiseres først. Det siste handler om for eksempel kostnadene for det enkelte solkraftanlegg og om nettkostnader som varierer både med hvilke prosjekter som prioriteres (prosjektspesifikke nettkostnader) og med hvordan den samlede utbyggingen i et område samspiller med forbruk og annen produksjon i samme område, jf. diskusjonen i kapittel 5.3.

Selv om det synes nokså opplagt at en bør se i retning av økonomiske støtteordninger, slik vi gjør rede for i kapittel 8.2 og som også NVE har konkludert med (NVE, 2024), kan det være hensiktsmessig å starte med en overordnet vurdering av andre typer virkemidler som ofte blir trukket frem i diskusjoner om tempoet i utbygging av solkraft. I tilfeldig rekkefølge gjelder dette:

- **Nettoavregning og strømdeling:** Nettoavregning betyr at man ikke betaler full nettleie for hele forbruket – den delen av forbruket som dekkes med egenprodusert kraft fritas for energiledd og avgifter, og kan i beste fall for kunden også redusere grunnlaget for fastledd (effektledd). Strømdeling betegner en løsning der en solkraftprodusent kan dele strøm i et nabolag eller i et næringsområde, slik at flere kan nyte godt av nettoavregning og at det ikke betales (full) nettleie for strøm produsenten mater inn på nettet og som brukes av naboene. Utvidet rett til strømdeling kan redusere lønnsomhetsproblemet, men vil for de fleste anleggstyper neppe være tilstrekkelig til at bygningseierne går i gang på egenhånd.

- Nettoavregning og strømdeling vil føre til høyere nettleie for alle andre kunder, men samtidig vil realisering av solkraft bety lavere strømpriser enn vi ellers ville fått. Virkningen på kraftprisen er etter alt å dømme større enn virkningen på nettleien (se kapittel 5.4), slik at nettoavregning og strømdeling ikke nødvendigvis er problematisk rent fordelingsmessig. Begge deler kan imidlertid utfordre kostnadseffektiviteten. Det er administrativt komplisert, og det svekker nettariiffenes rolle som styringssignaler.
- Nettoavregning og delingsordninger endrer ikke i seg selv den fysiske kraftflyten. Kombinert med økt fleksibilitet i forbruket og egnet styring av forbruket eventuelt også lagringsløsninger, kan resultatet likevel bli bedre utnyttelse av strømnettet.
- Strømdeling vil ha en positiv samfunnsøkonomisk gevinst, alt annet likt, om det bidrar til mer optimal utbygging av produksjonskapasitet, eksempelvis ved at man kan utnytte stordriftsfordeler og/eller bedre solforhold ved å samle produksjonen.
- **Sosialisering av nettkostnader** sikter til at nettkostnader som ellers må dekkes av en solkraftprodusent i praksis fordeles på alle nettkunder. Dette kunne for eksempel vært knyttet til helt eller delvis fritak for anleggsbidrag for (visse typer) solkraftanlegg.
 - Sosialisering av kostnader vil utvilsomt være positivt for den prosjektspesifikke lønnsomheten, men vil på den annen side ikke fremme en utbygging som tar hensyn til prosjektspesifikke nettkostnader.
 - Fullt fritak for anleggsbidrag for alle solkraftanlegg uansett størrelse kan føre til en lite hensiktsmessig prioritering av større solkraftanlegg på grå og grønne arealer, på bekostning av ordinære vind- eller vannkraftverk. Et begrenset fritak, for eksempel med et visst beløp per bygg eller per kW, vil i første rekke treffe mindre prosjekter og dermed i mindre grad påvirke innbyrdes konkurranse mellom det vi kan kalle ordinære kraftverk. En bestemmelse om at visse typer nettkostnader ikke skal inngå i anleggsbidrag, eventuelt kombinert med en beløpsgrense, kan bidra til en mer målrettet prioritering av bestemte typer solkraftanlegg.
- **Fritak for merverdiavgift** på kjøp og montering av solkraftanlegg kan redusere investeringskostnaden for privatpersoner og andre som ikke driver avgiftspliktig virksomhet. **Skattefritak** for salg av overskuddsstrøm fra husholdninger øker lønnsomheten for privatpersoner. Hvorvidt slike tiltak sikrer tilstrekkelig lønnsomhet, er helt uvisst og kan ikke fastslås generelt.
 - Skattefritak brukes i mange land for å nå bestemte politiske mål. Sverige har for eksempel en ordning der en husholdning kan få inntil 50 000 kroner per person og år i redusert skatt. Ordningen administreres av leverandører av solkraftanlegg og batterier, slik at faktura til kunden reduseres med støttebeløpet.
 - Skattefritak er en av flere måter å fordele (distribuere) offentlig støtte. Vi kommer tilbake til denne og andre metoder i kapittel 8.2 nedenfor.
 - Avgiftsfritak kan føre til at prisene (før avgiftsberegning) blir høyere enn de ville ha vært med avgift, slik at en del av avgiftsfritaket tilfaller selger og dermed ikke bidrar til å løse kjøpers lønnsomhetsproblem. I praksis kan konkurransen mellom leverandører gjøre det vanskelig for dem å differensiere sine priser mellom privat- og næringsmarkedet.
 - Fritak for merverdiavgift fremmer ikke en kostnadsoptimal utbygging. Husholdninger betaler ikke merverdiavgift for forbruk av egenprodusert strøm. Kombinert med avgiftsplikt for investeringen, fører dette til samme privatøkonomiske lønnsomhet for to ellers like solkraftanlegg der det ene blir satt opp i regi av en husholdning og det andre i regi av en avgiftspliktig virksomhet. Fritak for merverdiavgift på husholdningens investering ville favorisert husholdningens investering.

- Staten kan stille **krav** eller gi pålegg **om solkraftanlegg** eller andre energiløsninger, for eksempel til nye bygg av bestemte typer (eventuelt avhengig av eierskap) eller til veianlegg og annen infrastruktur. I prinsippet kan det også stilles krav til eksisterende bygg. Forskrifter om bygningers kvalitet og utforming endres fra tid til annen uansett, og flere av temaene i forskriftene handler om energibehov og -løsninger.
 - I mange tilfeller vil det være rimeligere å etablere solkraftanlegg på bygg i forbindelse med planlegging og bygging av nye bygg (eller omfattende rehabilitering av eldre bygg), enn på eksisterende bygg. Det er gode grunner til at dette vurderes i forbindelse med nye/reviderede byggforskrifter i Norge og at temaet er sentralt i EUs respons på Russlands fullskala invasjon av Ukraina (RePowerEU).
 - Det offentlige kan også gå foran med gode eksempler for å vise hva som er mulig, ved å stille krav til seg selv og sine egne bygg.
 - Krav og pålegg er imidlertid ikke kostnadsfrie – tvert imot legges kostnadene på et i en viss forstand tilfeldig utvalg eiere eller brukere av bygg, med mer eller mindre kjente 'bivirkninger for disse – eller egnet til å prioritere de gunstigste prosjektene først.

Med unntak av krav om solkraftanlegg bidrar virkemidlene ovenfor utvilsomt til bedre privatøkonomisk lønnsomhet for en rekke solkraftprosjekter. En utfordring er imidlertid at for noen prosjekter kan virkemiddelet være tilstrekkelig for lønnsomhet, mens for andre vil det likevel ikke være nok. Dermed blir styringseffektiviteten svak.

Nettoavregning, delingsordninger og sosialisering av nettkostnader bidrar til å skyve prosjektspesifikke nettkostnader over på andre nettkunder. Det skaper ulik rangering av prosjekters lønnsomhet – prosjekter med svak samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan likevel få høyest privatøkonomisk lønnsomhet. Mulighetene for en kostnadseffektiv utbygging svekkes, men uten å gi noen bedre sikkerhet for at målet nås.

På den annen side er det lite som tyder på at ordningene vi har innført i Norge til nå sterkt svekker mulighetene for en kostnadseffektiv utbygging. Vi har derfor ikke grunnlag for å foreslå dagens virkemidler fjernet og erstattet av andre. Men vi har heller ikke grunnlag for å anbefale sterkere dose av en medisin vi i utgangspunktet ser større ulemper enn fordeler med.

Krav om solkraftanlegg kan være rasjonelle og behøver ikke være svært kostbare – en konkret vurdering av aktuelle krav kan svare på det. Imidlertid er styringseffektiviteten svak – det er vanskelig å se hvordan slike krav kan sikre at målet nås til tiden.

Vi finner derfor ikke grunnlag for å anbefale virkemidlene ovenfor for å realisere målet om 8 TWh solkraft innen 2030. Selv om de kan bidra til bedre lønnsomhet for flere prosjekter, synes ingen av dem alene å være tilstrekkelige til å sikre både at målet nås og at det nås på en kostnadseffektiv måte. De sikrer ikke en kostnadseffektiv utbygging og har lav styringseffektivitet. Vi fortsetter derfor med en nærmere drøfting av økonomiske støtteordninger.

8.2 To hovedgrupper av økonomiske støtteordninger

Direkte økonomisk støtte kan deles i to hovedgrupper, avhengig av om støtten utbetales samtidig med at investeringen foretas (investeringsstøtte) eller om den utbetales over (deler av) anleggets levetid (driftsstøtte).

Vi har allerede to nasjonale ordninger for **investeringsstøtte** (fra Enova, se kapittel 6.1.3), rettet mot henholdsvis husholdninger og mot yrkesbygg, borettslag og sameier. Eksemplene i kapittel 7 tyder på at ambisjonsnivået for disse ordningene ikke er omfattende nok. Støttebeløpene ser ikke ut til å være høye nok til å sikre at målet om 8 TWh solkraft nås innen 2030. Det var heller ikke målsettingen ordningene ble utformet. Investeringsstøtte kan også gis på andre måter, som drøftes nedenfor.

Produksjonsstøtte har vært benyttet i stort omfang i andre land, jf. eksemplene vist i Appendix A. Slike ordninger gir som regel et avtalt støttebeløp per produserte enhet eller ordninger som sikrer en avtalt oppnådd kraftpris for solkraftproduksjonen. Førstnevnte er uavhengig av den løpende prisen i kraftmarkedet, mens sistnevnte i prinsippet skal sørge for at kraftpris pluss støtte når et avtalt nivå og kalles for en differansekontrakt (CfD).³⁰

Nedenfor drøfter vi hvordan ulik utforming av støtten påvirker finansieringskostnader, investeringsbeslutninger, beslutninger om løpende produksjon, og administrative kostnader.

8.2.1 Finansieringskostnader påvirkes av støtteformen

En forskjell mellom investeringsstøtte og driftsstøtte er hvordan de påvirker risiko og usikkerhet for den som investerer, og gjennom det finansieringskostnadene for utbygger. Utgangspunktet, uten andre virkemidler enn dagens, er at kostnadene knyttet til solkraft er forholdsvis sikre, mens den fremtidige nytteverdien er usikker. Det skyldes at både den løpende produksjonen og verdien av den er usikker. I beste fall blir produksjonen relativt høy samlet sett (mange soltimer og høy teknisk ytelse), spesielt i timer med høy kraftpris (sammenfall mellom hvilke timer produksjoner er høy og hvilke timer kraftprisene er relativt høye). I verste fall blir det motsatt, med relativt lav samlet produksjonen, og mye av produksjonen kommer i timer der prisen uansett er lav.

Dersom det gis støtte til solkraftanlegg, er det tallene etter støtte som er relevante. Med investeringsstøtte blir de løpende driftsinntektene de samme, men totalkostnaden som skal finansieres med de fremtidige inntektene blir lavere. Eierne blir eksponert for markedsrisikoen på samme måte som om det ikke ble gitt støtte. Med produksjonsstøtte endres usikkerheten om de fremtidige inntektene fra situasjonen uten andre støtteordninger og virkemidler enn dagens. Dersom støtten gis i form av en differansekontrakt overtar staten risikoen for prisvariasjoner, slik at variasjon i samlet volum blir eneste kilde til usikkerhet for utbygger. Dersom støtten gis i form av et fast beløp per produserte enhet overtar staten ingen prisrisiko, men utbygger får en årlig støtte proporsjonal med årlig produsert volum. I begge tilfeller kan det være aktuelt å lage særskilte regler for å hindre at det mates inn solkraft også i timer med negativ samfunnmessig verdi av kraften.

Med en differansekontrakt vil utbyggers usikkerhet bli mindre, slik at den relative (prosentvise) finansieringskostnaden blir lavere enn uten støtte. Vanligvis legges det gjerne til grunn at statens kostnader med å bære prisrisiko er lavere enn den enkelte utbyggers kostnader. Dette er vanligvis et argument for produksjonsstøtte. Med investeringsstøtte blir imidlertid beløpet som skal finansieres lavere enn uten støtte, noe som trekker ned den absolutte finansieringskostnaden. Hvilken som er viktigst vil avhenge av hvilke barrierer man vil adressere.

8.2.2 Behovene for støtte varierer

Potensielle solkraftinvestorer er ulike. Noen er vanlige husholdninger, med begrenset ledig kapital for investeringer i egen bolig som ikke er strengt nødvendige for å ivareta byggets kvalitet og uten særskilt interesse for energiltak generelt og solkraft spesielt. Andre er profesjonelle utbyggere av solenergi, med nettopp slike husholdninger eller tvert imot profesjonelle eiendomsaktører som sin primære kundegruppe. Mellom disse ytterpunktene finner vi husholdninger og virksomheter i alle mulige varianter, med ulik innsikt, interesse og evne til å investere i solkraftanlegg.

Noen husholdninger befinner seg et sted i mellom disse – og flere av disse har allerede skaffet seg solkraftanlegg. De er over gjennomsnittlig interessert i solkraft og/eller energiltak og har ingen vesentlige problemer med å finansiere disse interessene.

³⁰ Produksjonsstøtte kan gjøre det lønnsomt å mate strøm inn på nettet, selv om prisen i engrosmarkedet skulle være negativ. Denne virkningen er en vesentlig årsak til den kraftige overproduksjonen av kraft i Nederland sommeren 2023, noe som førte til negative priser i mange timer over store deler av Nord-Europa. Det er imidlertid forholdsvis enkelt å redusere eller eliminere dette problemet, men ulempen er at avhengig av hvordan dette gjøres kan støtteverdien reduseres betydelig.

Målet med økonomiske virkemidler overfor solkraftutbyggere er åpenbart å stimulere flere til å ta beslutningen om å investere i solkraft. Ut fra dette perspektivet er spørsmålet om utforming av støttemekanismer vel så mye et praktisk som et prinsipielt spørsmål. For noen kan redusert kontantutlegg være det som skal til for å tippe beslutningen i positiv retning. For andre kan det være løftet om en forholdsvis sikker fremtidig inntjening som er avgjørende.

8.2.3 Administrative kostnader

En viktig forskjell mellom investeringsstøtte og produksjonsstøtte er behovet for administrativ oppfølging. Med produksjonsstøtte må noen, sannsynligvis nettselskapene, samle inn måleverdier for produksjon eller innmating. Det skal etter hva vi forstår være etablert rutiner for dette i Elhub, men Elhub er i denne sammenheng 'bare' et knutepunkt for måleverdier. Eventuelt kan dette også bety at solkraftanlegget må ha en egen, godkjent submåler (DNV, 2022). Måleverdiene må også samles, verifiseres og behandles. Det må etableres rutiner sikrer innsamling og kvalitetssikring av slike måleverdier. Noen må også beregne hvor mye støtte som skal utbetales (eller tilbakebetales), og sørge for at betaling foretas. Dette må typisk gjøres månedlig, gjennom hele støtteperioden.

Med investeringsstøtte faller antallet transaksjoner til én og behovet for å samle inn og prosessere måleverdier blir eliminert. På den annen side må det etableres et apparat for å behandle søknader eller krav om støtte, avdekke forsøk på misbruk, godkjenne søknader og sørge for at utbetaling finner sted – til de som faktisk gjennomfører tiltakene. Som antydnet ovenfor har vi allerede ordninger med investeringsstøtte i regi av Enova. Enova har innrettet sin virksomhet for å bidra til at markeder modnes og etter hvert kan klare seg på egenhånd. De er ikke rigget for storskala utrulling av solkraft. Velger en å gå denne veien, krever det en endret instruks og et tilsvarende endret budsjett for Enova. Formålet vil eventuelt ikke være markedsintroduksjon, men å bidra til å nå konkrete, kvantitative mål for utbygging av solkraftanlegg.

Et alternativ kan være som i Sverige, der investeringsstøtte gis som en reduksjon i inntektsskatt. Der har en valgt en løsning der (blant annet) leverandører av solkraftanlegg fremmer krav overfor staten og på grunnlag av det trekker fra investeringsstøtten når de fakturer kundene for kjøp og montering av relevant utstyr.

Med investeringsstøtte er det etter alt å dømme enklere å dosere og tilpasse virkemiddelbruken i tråd med erfaringer en vinner underveis. Vil en gjøre dette med produksjonsstøtte, må man i hele støtteperioden holde rede på ulike årganger eller puljer med delvis ulike betingelser.

Uansett form er det alltid risiko for at økonomiske virkemidler er for rause.³¹ Årsakene kan være at staten feilberegner støttebehovet for beslutningstaker eller at strømprisene utvikler seg helt annerledes enn forutsatt i kalkylen. I begge modeller vil det være relevant å vurdere justering av satsene, dels i takt med erfaringer man vinner med tanke på om man har forstått de økonomiske utfordringene for utbyggere og dels i takt med at kostnadene for solkraftanlegg endrer seg. På den måten vil man uansett kunne få ulike årganger med ulikt støttenivå. Skal man ta høyde for denne risikoen i ordninger med produksjonsstøtte, må staten forbeholde seg retten til å redusere støtten etter at investeringen er gjort. For utbygger kan et slik forbehold redusere nåverdien av støtten, avhengig av hvordan utbygger oppfatter og verdsetter risikoen for lavere støtte underveis. Med investeringsstøtte må staten eventuelt forbeholde seg retten til å kreve tilbakebetaling om det viser seg at den har vært for raus. Vi er ikke kjent med bruken av slike forbehold i støtteordninger for solkraft noe sted.

En måte å redusere risikoen for at støtten blir mer omfattende enn nødvendig, er å benytte konkurranse så langt det lar seg gjøre. En hensiktsmessig innrettet konkurranse kan bidra til å avdekke det reelle lønnsomhetsgapet aktørene eventuelt står overfor. Mens konkurransebaserte ordninger kan være administrativt krevende for ordninger innrettet mot de minste solkraftanleggene, som for eksempel knyttet til ordinære småhus, bør dette være fullt gjennomførbart for anlegg på yrkesbygg og eventuelt større boligbygg (og naturligvis for anlegg på grå arealer, i den grad de trenger

³¹ Risikoen for at støtten er for beskjed avklares i praksis relativt hurtig og er trolig et mindre problem. Er støtten for lav, vil ikke nok aktører benytte seg av muligheten. Rent teknisk bør det være enkelt å justere støttenivået, slik at en får en ønsket tilslutning.

støtte). Eksempelvis kunne en hatt kvartalsvise auksjoner med oppad begrenset støttebeløp eller oppad begrenset installert effekt. Dette kan en gjøre uavhengig av om auksjonen gjelder produksjonsstøtte (slik vindkraftauksjonen for Sørlig Nordsjø II i 2024 er lagt opp) eller investeringsstøtte. Polen har erfaring med auksjoner også for relativt små anlegg, med en separat pulje for anlegg mindre enn 1 MW.

8.2.4 Ingen prioritering mellom investerings- og produksjonsstøtte

Basert på drøftingen ovenfor har vi ikke saklig grunnlag for å prioritere investeringsstøtte foran produksjonsstøtte – eller motsatt. Valget synes i større grad å avhenge av smak og behag, og av praktiske forhold hos aktuelle utbyggere av solkraft. Dersom det gis produksjonsstøtte, er det viktig å sørge for at den innrettes slik at den ikke gir incentiver til produksjon i timer med negative priser, selv om dette reduserer verdien av støtten. Som skissert kan det være gode grunner til en differensiert tilnærming. Administrative forhold kan tilsi at investeringsstøtte er praktisk enklere overfor husholdninger og andre med relativt små takflater ettersom gruppen over tid må ventes å bli stor, med mange deltagere og ulike årganger av støttenivå. I det profesjonelle markedet, med store bygg eller solparker på grå eller grønne arealer, kan man forsøke begge deler, for eksempel slik at mottakere selv kan velge mellom utbetaling ved gjennomført investering eller løpende utbetaling over flere år. For storskala produksjon ser vi liten grunn til å avvike fra etablerte ordninger på EU-nivå som peker på differansekontrakter som en foretrukket løsning. Dette er også ordningen som vil brukes for storskala havvind i Norge.

Et sentralt spørsmål ved økonomiske støtteordninger er hvilke(n) organisasjon(er) som bør gis oppgaven med å vurdere søknader eller krav, betale ut berettiget støtte, eventuelt arrangere konkurranser og generelt holde ordningene vedlike. Selv om Enova i hovedsak er utformet for noe annerledes oppgaver, er det nærliggende å peke på Enova, spesielt for konkurransebaserte ordninger. Enova har imidlertid også oppgaver rettet mot husholdninger og en utvidelse for ambisjonsnivået for eksisterende ordninger kan være en nærliggende løsning. En løsning ala den svenske modellen, som involverer leverandørene av solcelleløsninger til husholdningene, kan også være en hensiktsmessig løsning.

8.3 Ulike solkraftanlegg og ulike virkemidler

En strategi for virkemiddelbruk må ta utgangspunkt i at økonomien i solkraftanlegg er svært avhengig av først og fremst størrelse, dernest eget forbruk i bygget og hos de man eventuelt kan dele med, og til sist eventuelle nettmessige konsekvenser. De nettmessige konsekvensene vil for store solkraftanlegg i noen grad fanges opp av nettselskapenes krav om betaling for tilknytningskostnader, potensielt også inkludert anleggsbidrag for kostnader oppover i strømmettet.

I husholdningssegmentet vil imidlertid ikke dagens regler for nettilknytning bidra til at nettkostnadene synliggjøres for prosumenter. Inntil videre har husholdninger og andre mindre nettkunder (forbruk under 100 000 kWh) rett til å mate inn produksjon tilsvarende sitt overspenningsvern. Så store anlegg vil normalt bety høy innmating når produksjonen av solkraft er på sitt høyeste, ettersom dette typisk sammenfaller med lavt forbruk i de samme byggene. En konsentrert utbygging, for eksempel der alle tak i et nabolag 'dekkes' med solceller vil da typisk utløse betydelige nettkostnader.

Videre bør strategien utnytte det faktum at solkraftanlegg på bygg kan realiseres forholdsvis hurtig og uten vesentlige naturkostnader og at det fortsatt er noen år til 2030. Ordninger rettet mot bygg bør derfor få stor oppmerksomhet så raskt som mulig.

Endelig bør strategien ta hensyn til at anlegg på grå og grønne arealer generelt kan ha god økonomi, men at de i større grad byr på interessekonflikter som er tidkrevende å løse. Ordninger rettet mot disse typene, kan bli viktigere utover i tid.

Samlet tilsier dette at staten bør legge opp til en portefølje av støttemekanismer. Porteføljen bør ha ulike ordninger tilpasset ulike størrelser på anlegg, for eksempel slik at det legges opp til rettighetsbaserte ordninger for husholdninger

og konkurransebaserte ordninger for andre. Eventuelt kan en også vurdere rettighetsbaserte ordninger for mindre yrkesbygg, som for eksempel et barnehagebygg som ikke nødvendigvis har større takflate enn en enebolig.

- Fordelen med konkurransebaserte ordninger er åpenbar: de kan enkelt innrettes slik at de sikrer at anlegg med lavest samlet kostnad (eller lavest behov for støtte) sikres støtte før dyrere prosjekter. Dersom nettselskapene belaster solkraftprosjektene med relevante nettkostnader på lik linje med andre tiltak som utløser behov i nettet, vil det på den ene siden føre til samlet sett større behov for støtte, men på den annen side sikre at forskjellene i nettmessige kostnader ved ulike anlegg (som omfattes av konkurransebaserte ordninger) hensyntas når prosjekter prioriteres.
 - Ulempen med konkurransebaserte ordninger er like åpenbar: det er trolig mer arbeid med en konkurranse enn 'bare' å sende penger. Blant annet av denne grunn vil vi ikke anbefale konkurranse overfor små prosjekter. Hvorvidt avgrensningen bør knyttes til kundens størrelse (for eksempel over eller under 100 000 kWh årlig forbruk) eller anleggets størrelse, er et praktisk spørsmål en må løse ved utforming av et konkret regelverk.
- Fordelen med rettighetsbaserte ordninger for de mindre prosjektene henger sammen med at ordninger basert på konkurranse vil være administrativt krevende. En annen viktig begrunnelse er at ordninger med behovsprøvet støtte nok kan tilsi lavere forventet støtte, men de vil så vidt vi kan forstå medføre mer saksbehandling enn rettighetsbaserte ordninger. Det vil koste både saksbehandlingsressurser (som alternativt kunne blitt brukt på annen måte) og langsommere utbygging.
 - At også rettighetsbaserte ordninger vil medføre administrative kostnader er både temmelig åpenbart og lite relevant. Å støtte tusenvis av solkraftanlegg er ikke mulig uten administrative kostnader.
 - Et uavklart spørsmål overfor mindre anlegg er håndtering av nettkostnader der mange små anlegg i et konsentrert område utløser (behov for) større eller kostnadskrevenne tiltak i strømmettet. En mulighet er å skyve problemet tilbake til nettselskapene. Det vil tilsi noe høyere nettkostnader for alle andre nettkunder, men ikke nødvendigvis mer enn at disse samlet sett kommer relativt godt ut likevel. Det vil imidlertid også medføre at vi ikke får tatt hensyn til disse nettkostnadene når støtte tildeles. En annen mulighet er derfor å kombinere en rettighetsbasert støtte med en begrensning knyttet til størrelse. Begrensningen kunne enten knyttes til anleggets størrelse (kun støtte til de første x kWp per husstand) eller til kundens rett til innmating (hvilket vil bety en endring av dagens forståelse av kundenes nettilknytningsavtaler). Av disse synes sistnevnte å være mest treffsikkert for å reflektere de faktiske nettmessige konsekvensene, spesielt dersom nettselskapene får en viss fleksibilitet til å utforme lokalt tilpassede begrensninger i hvor store anlegg som kan tilknyttes uten å kreve betaling fra kunden.

Dosering mellom ulike ordninger og målgrupper bør kunne justeres fortløpende. Det kan være naturlig å lage en støtteplan for hele perioden så raskt som mulig, med en varslet nedtrapping gitt at man følger utbyggingstakten. Det skaper et sterkt incentiv for å investere før støtten går ned og bidrar til høyt tempo. Et lignende prinsipp er lagt til grunn ved støtten til elbiler, ved at fritaket for merverdiavgift gradvis reduseres og at andre fordeler skal fjernes over tid. Hvis man ett år overoppyller planlagt takt, så kan man etterfølgende vurdere om støtten skal reduseres hurtigere enn opprinnelig planlagt.

Tilsvarende kan støtteplanen fordeles på ulike målgrupper. Viser det seg etter ett år at tilslutningen fra en målgruppe er sterkere enn forventet, kan det skyldes at man har overvurdert støttebehovet. Da vil det være naturlig å vurdere om støttenivået skal justeres ned. Har aktiviteten vært mindre enn ventet, kan en også vurdere om andre målgrupper med potensielt lavere støttebehov eller større investeringsvilje bør prioriteres opp.

8.4 Behov for supplerende virkemidler

Selv om vi er overbeviste om at økonomiske støtteordninger vil være det beste nye virkemiddelet for å nå målet om 8 TWh solkraft innen 2030 så raskt og effektivt som mulig, er det minst to forhold som tilsier behov for ytterligere virkemidler.

Det første gjelder det enkle faktum at stordriftsfordeler tilsier at når et tak først bygges ut, er det mye som tyder på at det aktuelle taket bør utnyttes maksimalt. Selv om dette eventuelt betyr vesentlig høyere produksjon enn brukeren av bygget selv har behov for, kan en stor installasjon være bedre fremfor å fordele den på flere tak. I så fall er en tilstrekkelig vid eller bred modell for strømdeling med nabolag eller i næringsparker, et verdifullt supplement.

Den andre observasjonen er knyttet til dynamisk struping. Mange analyser peker på at muligheten for kortvarig, midlertidig reduksjon av innmating fra solkraftanlegg kan ha relativt liten kostnad i form av tapt produksjonsverdi for solkraftprodusenten, men høy nytteverdi i form av redusert kostnad for å sikre driftsmessig forsvarlig tilknytning til nettet. Selv om dynamisk struping åpenbart kan være fornuftig overordnet sett, er det ikke hensiktsmessig å gi nettselskap den typen rettigheter uten at det følger med et visst økonomisk ansvar. Utgangspunktet bør derfor være at en rett til dynamisk struping fra nettselskapets side bør ledsages av en plikt til å kompensere nettkunden for den markedsverdien av den tapte produksjonen, med mindre kunden har fått tilknyttet på vilkår og for eksempel fått lavere anleggsbidrag som 'kompensasjon' for fremtidig struping. Om dette skal gjøres i en detaljert beregning, for eksempel etter lignende metode som brukes for kompensasjon for langvarige strømbrydd, eller like gjerne kan gjøres opp med en sjablongregel, er langt på vei et praktisk spørsmål. Det prinsipielt viktige er at muligheten for dynamisk struping ikke fremstår som en kostnadsfri løsning på et kapasitetsproblem.

8.5 Tiden er knapp

Vi har foran pekt på at målet om 8 TWh solkraft innen 2030 er ambisiøst. Stordriftsfordeler gjør at store anlegg generelt er vesentlig rimeligere enn små. For bakkemonterte anlegg er det imidlertid typisk betydelige interessekonflikter ved anlegg på grønne arealer, eller begrenset størrelse for anlegg på grå arealer. Dette tilsier at relativt mye av utbyggingen frem til 2030 må være bygningsmonterte anlegg.

Selv om mer strømdeling, mer omfattende fritak for nettkostnader eller offentlige avgifter, eller pålegg om solkraft på bygg eller ved offentlig infrastruktur vil bidra til høyere eller raskere utbygging enn vi ellers ville ha sett, vil de politiske målsetningene om 8 TWh solkraft i Norge innen 2030 ikke nås uten mer presise virkemidler som styrker lønnsomheten. Overfor bakkemonterte anlegg og større bygningsmonterte anlegg (yrkesbygg) bør utgangspunktet være konkurransebaserte støtteordninger, for eksempel etter en lignende modell som vindkraftauksjonen for Sørlige Nordsjø II. Overfor boligbygg kan det være mer naturlig å ta utgangspunkt i rettighetsbaserte støtteordninger. Selv om slike relativt små anlegg typisk er mindre lønnsomme enn større anlegg på store bygg og anlegg på grå og grønne arealer, er det flere grunner til også å utvide tilbudet til private husholdninger sammenlignet med dagens Enova-støtte.

Målet om 8 TWh skal nås innen 2030. Det er tilstrekkelig lenge til at innretningen av støtteordninger og auksjonsmekanismer kan tilpasses etter hvert som man vinner erfaring. Samtidig innebærer målet en vesentlig høyere utbyggingstakt av solkraft enn vi så i 2023 – da utbygging var rekordhøy i Norge. Det er derfor ingen liten oppgave Stortinget har lagt opp. Ambisiøse mål nås ikke uten effektive og virkningsfulle tiltak. Tiltak som kun forbedrer lønnsomheten kan bidra positivt, men vil ikke være tilstrekkelig.

9 BIBLIOGRAFI

- AFRY og Menon Economics. (2022). *Utredning av utvalgte tiltak i det norske kraftmarkedet*. Hentet fra <https://www.menon.no/utredning-av-utvalgte-tiltak-i-det-norske-kraftmarkedet/>
- Direktoratet for byggkvalitet. (2023). *Byggesaksforskriften (SAK10) med veiledning*. Hentet fra <https://www.dibk.no/regelverk/sak/2/4/4-1>
- DNV. (2022). *Split responsibility and submetering requirements*. RME Rapport nr 7/2022. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2022/rme_eksternrapport2022_07.pdf
- Elvia. (2024, Februar). *Hva er elavgift og hvem kan få fritak for avgiften?* Hentet fra <https://www.elvia.no/nettleie/alt-om-nettleiepriser/hva-er-elavgift-og-hvem-kan-fa-fritak-for-avgiften/>
- Energidepartementet. (2022). *NOU 2022: 6 Nett i tide - om utvikling av strømmettet*.
- Energikommisjonen. (2023). *NOU 2023:3 Mer av alt - raskere*.
- Enova. (2024, Februar). *Forbedring av energitilstand i yrkesbygg*. Hentet fra <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/stotte-til-forbedring-av-energitilstand-i-yrkesbygg/>
- Gjørven, S. E. (2018). *Integrasjon av sol i det norske kraftsystemet (masteroppgave i energi og miljø)*. NTNU. Hentet fra https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2559920/19192_FULLTEXT.pdf?sequence=1
- IFE. (2023). *Potensialet for solkraftproduksjon på eksisterende norske tak*. Hentet fra <https://ife.brage.unit.no/ife-xmlui/handle/11250/3092709>
- Institut Energetyki Odnawialnej. (2023). *Rynek Fotowoltaiki w Polsce*. Hentet fra <https://raporty-branzowe.cire.pl/files/portal/186/news/334162/cb0f6a97d3d51dc783b5eda66ea6123a2e01638301db91fb316f383b7b3511ab.pdf>
- Joint Research Center (European Commission). (2024, Februar). *Photovoltaic Geographical Information System*. Hentet fra https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- Koptyug, E. (2023). *PV installed capacity Germany 2022*, Statista. Hentet 12 2023 fra <https://www.statista.com/statistics/1331316/photovoltaic-system-installed-capacity-germany/>
- Kraftløftet. (2023). *Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft*. Hentet fra <https://www.nho.no/contentassets/079fa475fb9946d28d459801afc4c66b/strategi-for-energieffektivisering-og-lokal-solkraftproduksjon.pdf>
- Landbruksdirektoratet. (2024). *Bakkemonterte solkraftanlegg - Konsekvenser av utbygging på jord- og skogbruksarealer*.
- Menon Economics. (2022). *Utredning av utvalgte tiltak i det norske kraftmarkedet*.
- Menon Economics. (2022). *Vurdering av innretning av differansekontrakter for utbygging av havvind på norsk sokkel*. Hentet fra <https://www.menon.no/differansekontrakter/>
- Multiconsult. (2022). *Norsk Solkraft 2022 – Innenlands og eksport*. Hentet fra <https://www.multiconsult.no/assets/220815-markedsrapport-solenergiklyngen-final-.pdf>
- Multiconsult. (2023a). *Solkraft i bygningsmassen og samfunnet*.
- Multiconsult. (2023b). *Teknoøkonomisk potensial for solkraft på bygg*. Multiconsult.
- Netherlands, S. (2023, 6 19). *46 percent more solar energy production in 2022*. Hentet 2023 fra <https://www.cbs.nl/en-gb/news/2023/24/46-percent-more-solar-energy-production-in-2022>
- NVE. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040*. Hentet 1 11, 2024 fra https://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_41.pdf
- NVE. (2023). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet 1 15, 2024 fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu>
- NVE. (2023). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*.
- NVE. (2023). *Nettleie*. Hentet Desember 2023 fra <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/nettleie/>
- NVE. (2023). *NVE tydeliggjør kriterier for søknader om nett, sol- og vindkraft*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-konsesjon/nve-tydeliggjoer-kriterier-for-soeknader-om-nett-sol-og-vindkraft/>
- NVE. (2024, Februar). *Konsesjonsbehandling av solkraftverk*. Hentet fra <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonsbehandling-av-solkraftverk/>
- NVE. (2024). *NVEs svar på oppdrag om solkraft og annen lokal energiproduksjon*.
- Policy, M. o. (2023, 9 5). *Netherlands Enterprise Agency*. Hentet 2023 fra <https://english.rvo.nl/subsidies-financing/sde/sde/conditions>
- Regjeringen. (2023, Desember). *Regjeringens strømtiltak*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/regjeringens-stromtiltak/id2900232/?expand=factbox2900261>
- Regjeringen. (2024). *Vil ikke skatlegge strøm fra solceller i private hjem*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/vil-ikke-skatlegge-strom-fra-solceller-i-private-hjem/id3029018/>
- RME. (2023). *RMEs anbefaling til forskriftsendringer for mer effektiv tilknytning til strømmettet og bedre utnyttelse av dagens nettkapasitet*.
- RVO. (u.d.). *Energy Tax*. Hentet 2023 fra <https://business.gov.nl/regulation/energy-tax/>
- Skatteetaten. (2023, Desember). *Avviser at alle inntekter fra solcelleanlegg skal skatlegges*. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/presse/nyhetsrommet/avviser-at-alle-inntekter-fra-solcelleanlegg-skal-skatlegges/>
- Skatteetaten. (2023). *Driftsmiddel - avskrivning på/inntektsføring av saldo - 16.29 Solcelleanlegg*. Hentet fra <https://www.skatteetaten.no/rettskilder/type/handboker/skatte-abc/2021/driftsmiddel-avskrivning-painntektsforing-av-saldo/D-2.109/D-2.161/>

- Solarstone. (2023, 10 4). *Solar Subsidies in Germany*. Hentet 2023 fra <https://solarstone.com/blog/solar-subsidies-in-germany>
- Solenergiklyngen. (2024). *Høringssvar fra Solenergiklyngen: Solkraft i Energiloven og Plan- og bygningsloven (ref.: 23/2502)*.
- Statnett. (2023, 3). *Langsiktig markedsanalyse*. Hentet fra <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- Stortinget. (2023). Meld. St. 4 (2023–2024). Anmodnings- og utredningsvedtak i stortings sesjonen 2022–2023.
- Strømnettutvalget. (2022). *NOU 2022: 6 Nett i tide - om utvikling av strømnettet*.
- Svenska kraftnät. (2023). *Framtidens kapasitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*. Hentet fra https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapasitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf
- Teknisk Ukeblad. (2024, 2 7). *Solkraftboom: 46 solparker er på tegnebrettet i Norge*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/solkraftboom-46-solparker-er-pa-tegnebrettet-i-norge/531881>
- Wirth, H. (2023). *Recent facts about photovoltaics in Germany*. Hentet 11 24, 2023 fra [frauenhofer.de: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf)
- Zonnefabriek. (2022, 6). *Net metering in the Netherlands*. Hentet 2023 fra <https://www.zonnefabriek.nl/en/solar-panels/net-metering-in-the-netherlands/>

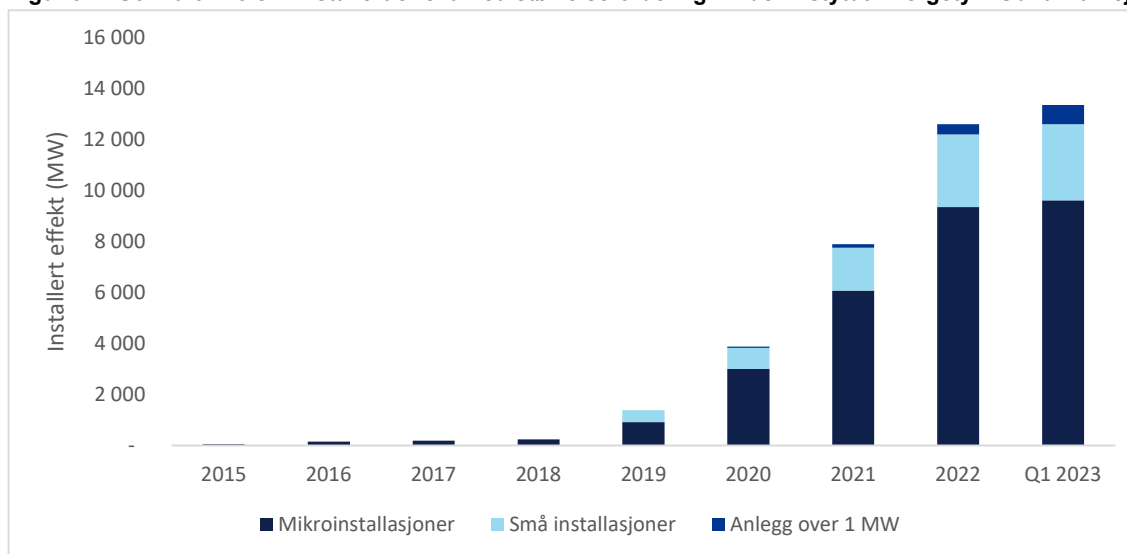
APPENDIX A

Erfaringer fra Nederland, Tyskland og Polen

Polen

Polen har hatt en betydelig økning i utbyggingen av solenergi, med en årlig kapasitetsøkning på nesten 4 GW i 2021 og 5 GW i 2022. I det siste har veksttakten avtatt noe, men den kapasitetsøkningen var likevel på 3,8 GW ved utgangen av november 2023. Dette plasserer Polen blant de tre EU-landene med høyest årlig kapasitetsøkning de siste tre årene, noe som bringer den totale installerte kapasiteten opp i 16,5 GW. En betydelig del av denne kapasiteten, over 64 prosent, kan tilskrives nesten 1,4 millioner installasjoner med en kapasitet på mindre enn 50 kW hver, eid av husholdninger og små bedrifter (se Figur 9-1).

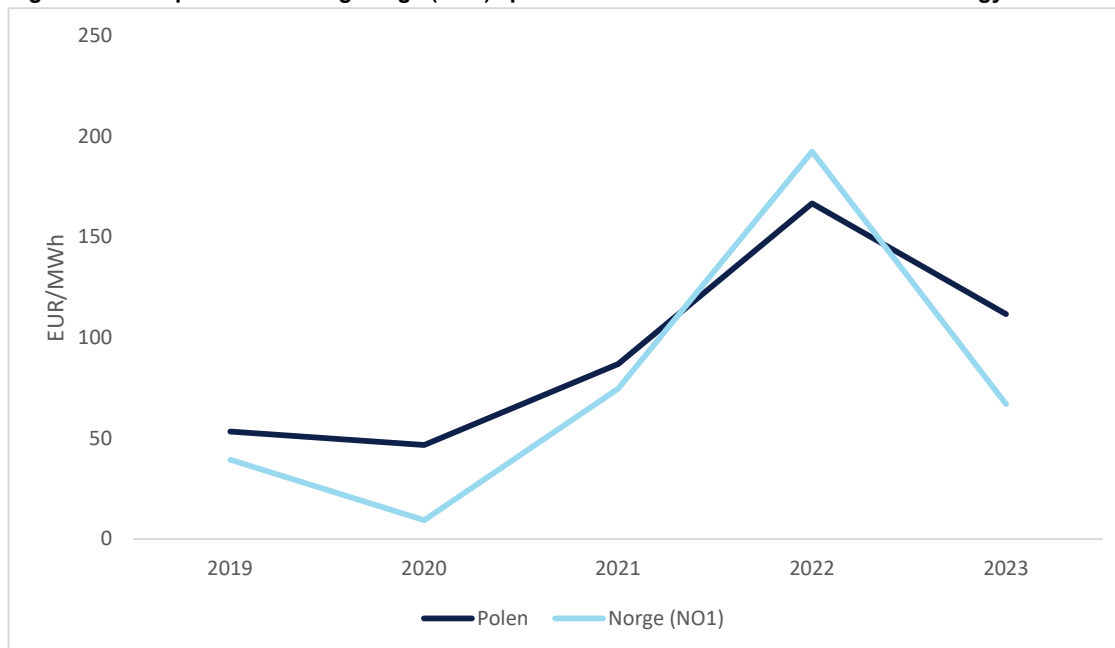
Figur 9-1: Solkraft i Polen: Installert effekt med størrelsefordeling. Kilde: Instytut Energetyki Odnawialnej (2023)



Det er flere faktorer som har bidratt til den raske økningen av mikroinstallasjoner i Polen. De viktigste årsakene er at relativt høye strømpriser har gitt innbyggere incentiver til å investere i solcellepanel, distribusjonskostnader, husholdningene har fått investeringsstøtte og det er et system som gjør det mulig for husholdningene å selge strøm tilbake til nettet til samme pris som de kjøper den.

Sammenlignet med Norge har strømprisene i Polen vært høye, med unntak av 2022, da landet hadde en betydelig andel kullkraft i sin energimiks. Denne trenden er illustrert i figuren under. De høye prisene har ført til at polske husholdninger, i likhet med norske husholdninger, mottar subsidier, men bare for de første 2000 kWh elektrisitet som forbrukes.

Figur 9-2 Strømpriser i Polen og Norge (NO1) i perioden 2019-2023 i EUR/MWh. Kilde: Energy-charts.info



Distribusjonskostnadene spiller også en avgjørende rolle for verdien av å produsere strøm til eget bruk. Selv om disse kostnadene varierer fra nettselskap til nettselskap, har de en tendens til å være av samme størrelsesorden. Tauron Dystrybcja, et større distribusjonsselskap, tar for eksempel 0,83 NOK/kWh fra husholdningene. De høyere distribusjonsavgiftene kan i stor grad tilskrives et betydelig lavere strømforbruket per innbygger i Polen (ca. 4100 kWh), sammenlignet med Norge (ca. 22 500 kWh).

Husholdninger i Polen mottar i likhet med norske husholdninger subsidier for å investere i solcelleanlegg. Siden 2017 har disse subsidiene dekket opptil 50 prosent av installasjonskostnadene, opp til 5 000 PLN (ca. 13 000 NOK). Fra desember 2022 økte støtten til 6 000 PLN (ca. 16 000 NOK), og ordningen omfatter nå også støtte til batterier på opptil 16 000 PLN (42 000 NOK). Selv om det maksimale støttenivået i Polen er lavere enn i Norge, er støtten til mindre anlegg mer omfattende.

I perioden da veksten i solcelleinstallasjoner i husholdningene var størst, skyldes dette blant annet av at husholdningene hadde fastpristariffer i stedet for spotpriser. Spotprisene har en tendens til å være lavere i perioder med høyere solenergiproduksjon. I henhold til regelverket som gjaldt frem til 2022, kunne husholdningene mate overskuddsstrøm tilbake til nettet og hadde rett til å bruke 80 prosent av dette overskuddet (uten kostnad), selv om de fortsatt måtte dekke distribusjonskostnadene. Fra og med 2022 har kompensasjonen for overskuddsstrøm fra husholdningene i større grad blitt tilpasset spotprisen. Denne justeringen har resultert i en betydelig nedgang i antall nye installasjoner.

En annen viktig årsak til den raske utbyggingen av solenergi i Polen, er de relativt lave installasjonskostnadene. Ifølge opplysninger fra myndigheten som forvalter subsidier, er den gjennomsnittlige installerte kapasiteten for husholdninger på 5,82 kW, med en kostnad på litt over 30 000 PLN, eller ca. 80 000 NOK (Instytut Energetyki Odnawialnej, 2023). Til sammenligning vil en tilsvarende installasjon i Norge koste rundt 120 000 NOK.

For å få fart på utbyggingen av solenergi har den polske regjeringen nylig gjort endringer i regelverket og innført begrepene kollektive prosumenter (som gjør det mulig å dele strøm i et sameie eller borettslag) og virtuelle prosumenter, som gjør det mulig å installere solcellepaneler på et annet sted enn der strømmen forbrukes (for eksempel på en hytte).

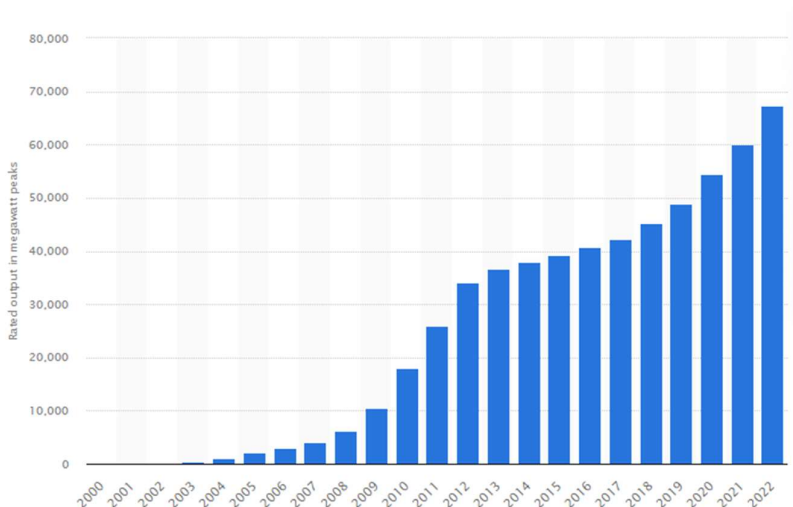
Selv om det har vært en nedgang i veksten i husholdningssektoren de siste årene, har det vært en økning i kapasiteten fra installasjoner større enn 50 kW. I tillegg har det vært en økning i installasjoner større enn 1 MW siden 2022.

Siden 2016 har større anlegg deltatt i egne auksjoner for solenergi, som holdes separat for mindre og større anlegg. Det er annonsert at det mellom 2022 og 2027 skal auksjoneres ut totalt 1,5 GWp per år (750 MW for anlegg mindre enn 1 MW og 750 MW for anlegg større enn 1 MW) med innmatingstariff. I 2022 var gjennomsnittsprisen ca. 75 øre/kWh.

Tyskland

I Tyskland har det vært en stor økning i solkraft de siste årene. En garantert pris bidro til en økning av installert kapasitet av solenergi fra 114 MW³² i 2000 til 34 GW i 2012 illustrert i Figur 2 (Koptuyug, 2023). Tysklands hurtige utvikling startet allerede i 2000 da de innførte «Renewable Energy Sources Act (EEG)» hvor garantert pris (feed-in tariff, også kalt innmatingstariff – som ikke må forveksles med kraftprodusentenes betaling til nettselskap for bruk av strømmettet) for fornybar energi ble først tatt i bruk (Wirth, 2023). Den garanterte prisen er en fast salgspris for energien de aktuelle produsentene leverer inn på nettet. I Tyskland har disse avtalene en varighet på 20 år. Hensikten med en garantert pris er å redusere usikkerhet om nytteverdien av solkraftanlegget for den som investerer i det.

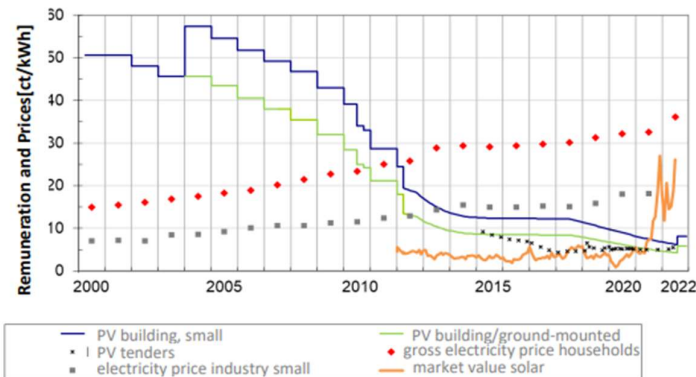
Figur 9-3 Total installert kapasitet av solcellesystemer i Tyskland fra 2000 til 2022 (peak)



Hver tysk delstat har sitt eget innmatingstariff-program. Beløpet for innmatingstariffen og kriteriene for berettigelse varierer fra delstat til delstat. Satsene for den garanterte prisen har flere ganger blitt endret, slik at betalingen til de første årgangene er vesentlig høyere enn betalingen til yngre årganger. Endringen i innmatingstariffen fra 2000 til 2022 kan sees i Figur 3.

³² Med mindre annet fremgår av teksten sikter vi alltid til max-effekt (peak capacity) når vi i denne rapporten viser til effektstørrelse for solkraft.

Figur 9-4 Fast EEG innmatingstariff for PV. Source: (Wirth, 2023)



I 2009 ble ordningen med garantert pris gjort om til en ordning med garantert minstepris, utformet som et tillegg til spotprisen (feed-in premie) (Solarstone, 2023). Forskjellen på garantert pris og garantert minstepris (feed-in tariff vs. premie) er at med minstepris kan aktøren få mer dersom engrosprisen er høyere, mens med garantert pris er betalingen uavhengig av engrosprisene. Garantert pris svarer derfor (rent økonomisk) til en tosidig differansekontrakt, mens garantert minstepris svarer til en ensidig differansekontrakt. Garantert pris og minstepris er da de «soleklare» viktigste bidragsytene til Tysklands solenergisuksess.

Innmatingstariffen har bidratt til å både hindre og fremme solcelleutviklingen i Tyskland. Etter en stor satsing på sol nådde Tyskland flere av sine mål for ny fornybar kraft. Da ble det introdusert en revidert versjon av EEG i 2017. Endringen kalles «Breathing cap» (Wirth, 2023). Den bidro til å begrense den årlige ekspansjonen av solceller, og samtidig ble det introdusert flere restriksjoner. Det ledet til at større fornybare kraftverk måtte da søke om finansiell støtte ved hjelp av auksjoner styrt av de tyske regulatorene. Det samme gjelder for bakkeinstallasjoner og store takinstallasjoner med en effekt over 750 kilowatt (kW). Investorer kan legge inn budene sine under auksjonsrundene, som kunngjøres av Bundesnetzagentur. Solinstallasjoner med en effekt lavere enn 750 kW vil fortsatt ha rett til finansiering til satser fastsatt av delstaten. I 2020 utgjorde insentivene omtrent 60 prosent av inntektene fra solenergi (Solarstone, 2023). Garantiene har bidratt til å gjøre solenergi til en av de mest konkurransedyktige kildene til elektrisitet i Tyskland. Siden innføringen av den tyske loven om fornybar energi (EEG) i 2000 har innmatingstariffen for solenergi sunket med 85-90 prosent, og den gjennomsnittlige tariffen fra 2000 til 2022 ligger på 21.3 ct/kWh. Til tross for denne nedgangen, kan små solcelleanlegg fortsatt dra nytte av gunstige innmatingstariffer på 8.2 ct/kWh for 20 år (Wirth, 2023).

Finansieringen av innmatingstariffen har vært et omdiskutert tema. Ved innføringen i 2000 ble det besluttet at strømkundene skulle dekke tariffen gjennom en ekstra avgift på strømrregningen, mens energiintensive industrier ble fritatt. Dette resulterte i økt byrde for andre strømkunder, spesielt husholdninger. Etter betydelig motstand valgte tyske myndigheter fra juli 2022 å finansiere innmatingstariffen gjennom "Climate and Transformation Fund," som årlig mottar tildelinger fra det tyske statsbudsjettet (Wirth, 2023). Likevel, utfordringene med å gi alle tilgang til denne tariffen er knyttet til dagens boligsituasjon i Tyskland. Mange bor i blokker uten eierskap til taket eller har ikke økonomisk mulighet til å investere i solcellepanel. Eneboligbeboere med høyere inntekt har ofte råd til denne investeringen og er i stand til å dra nytte av innmatingstariffen.

Når det gjelder strømmettet, viser en nylig studie med deltakelse av ti tyske systemoperatører at overbelastning av driftsutstyret og vedlikehold av spenningsnivået er de viktigste årsakene til nettutvidelse, og da vanligvis ved å erstatte den lokale distribusjonstransformatoren. På solrike dager (når solcellepaneler i samme region produserer samtidig) i områder med høy tetthet av fotovoltaiske installasjoner, kan produksjonen overstige lokalforbruket. Det kan føre til at

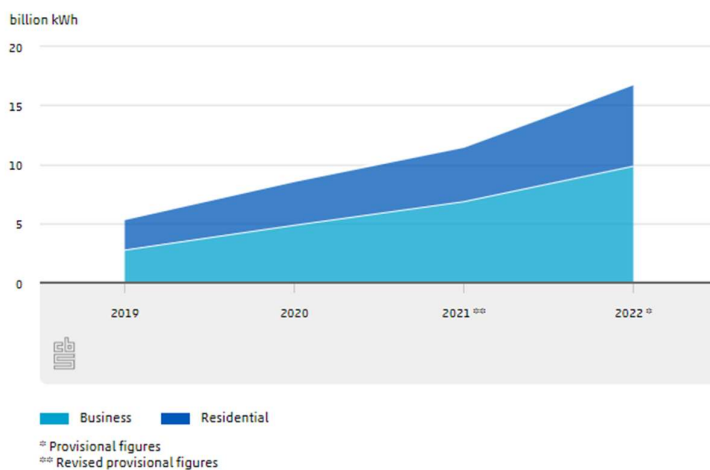
transformatorstasjoner når kapasitetsgrensen, som øker behovet for å forbedre nettet eller transformatorstasjonen. Sol er derimot ikke ansett som en betydningsfull pådriver av flaskehalsen i transmisjonsnettet.

I Tyskland er produksjonen av solkraft svært forutsigbar på nasjonalt nivå. Regionale endringer i skydekke utgjør ikke en betydelig utfordring til tross for at generasjonen hovedsakelig er desentralisert. Når det gjelder toppproduksjon, er produksjon av solkraft sjelden over 65 prosent av den installerte nominelle kapasiteten og er komplementær med vindkraftproduksjonen. I 2021 ble det praktisk talt aldri matet mer enn 60 GW inn i nettet, 50 prosent av den nominelle vind- og PV-kapasiteten. I tillegg blir solenergi i økende grad brukt som en stabiliserende styringsvariabel, med regelverket som nå krever at systemer på lavspenningsnivå også deltar i styring av tilførsel (unntatt for små systemer).

Nederland

Nederland har hatt en stabil vekst de siste 4 årene, hvor solkraftproduksjonen har økt fra rundt 5 TWh i 2019 til over 16 TWh i 2022 som sett i Figur 4 (Netherlands, 2023). I Nederland ble støtteordningen SDE+ introdusert i 2011 og revidert i 2020 for å inkludere CO₂-reduserende tiltak. Støtteordningen har en årlig auksjon som gir muligheten til å søke om støtte før installasjon og drift av fornybare energisystemer. Målgruppen er bedrifter og ideelle organisasjoner som produserer fornybar energi eller reduserer CO₂ i stor skala. Minimumskravene inkluderer solceller med en toppytelse på > 15 kWp og tilkobling til strømmettet med en total maksimal effektutgang på over 3 x 80 A (Policy, 2023).

Figur 9-5 Solproduksjon i Nederland de tre siste årene



SDE++-støtteordningen kompenserer forskjellen mellom markedsprisen for levert energi og kostnadsprisen for bærekraftig energi over 15 år, og fungerer som en fast innmatningstariff. Størrelsen på tariffen avhenger av solcelleanleggets størrelse og tilkoblingen til strømmettet. Tariffoversikter for 2023 er tilgjengelige gjennom «The Ministry of Economic Affairs and Climate Policy» (Policy, 2023).

Viktig å merke seg er at mottakere av SDE+ støtte for innmatningstariff ikke kan søke om investeringsstøtte som «Sustainable Energy Investment Subsidy» (ISDE), «Energy Investment Allowance» (EIA), eller «Subsidy Scheme for Cooperative Energy Generation» (SCE) (Policy, 2023). For husholdninger som ikke oppfyller kravene for SDE+ støtte, er det fortsatt muligheter for investeringsstøtte gjennom ISDE og nettomålingsordningen.

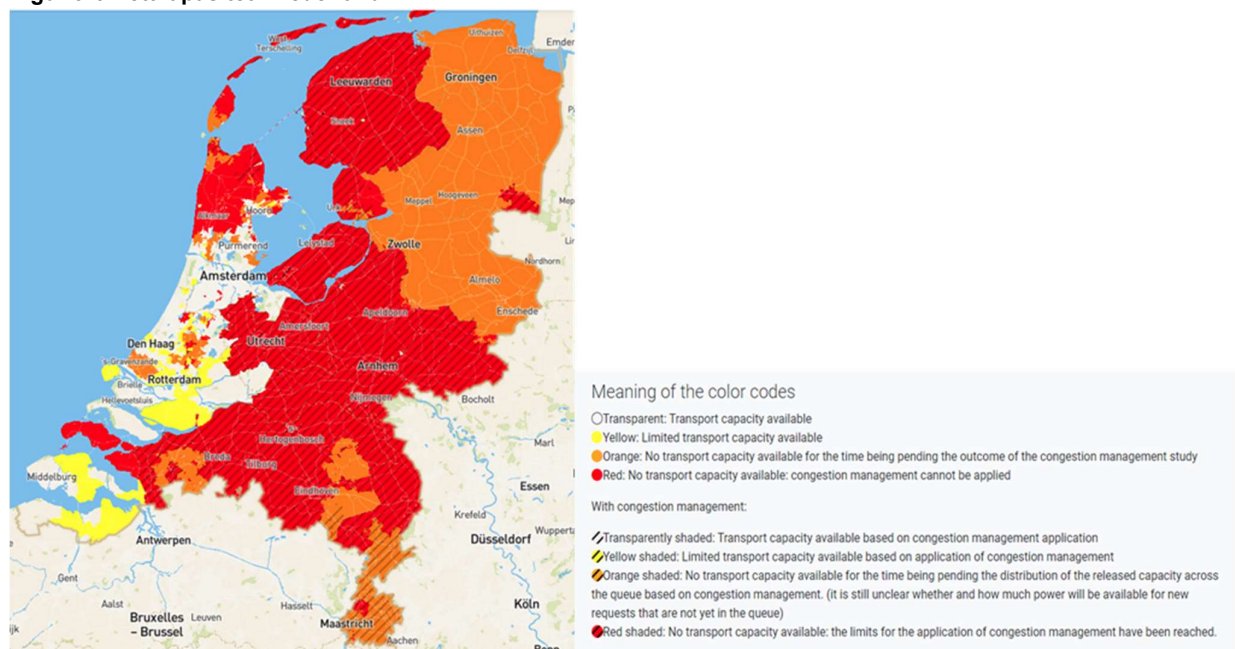
I tillegg til innmatningstariffen, har nettomålingsordningen vært essensiell for økning av solenergi i Nederland. Denne ordningen er ment for forbrukere og selskaper med en liten forbrukstilknøyning til strømmettet (maksimalt 3 x 80A) [7]. Den bærekraftige elektrisiteten som mates tilbake til nettet, kan utlignes mot den elektrisiteten man tar fra nettet. Dette

hindrer at man må betale volumavhengige kostnader, som forbruksavgift og merverdiavgift. Fra 2025 har den nederlandske regjeringen bestemt seg for å utfase ordningen. Årsaken er at husholdninger med solcellepaneler betaler mindre moms på strømmen de forbruker i forhold til de som ikke har solceller. Dette skattetapet ønsker regjeringen å få tilbake ved å fase ut ordningen 9 prosent per år fra 2025. Innen 2033 skal nettomålingsordningen var helt avviklet. Det skal likevel være en «rimelig kompensasjon» for det man mater tilbake i nettet. Hvor mye den skal være er enda ikke presisert (Zonnefabriek, 2022).

Finansieringen av innmatingstariffen i Nederland hentes fra ulike kilder. En vesentlig inntektskilde er det bærekraftige energitillegget (Opslag Duurzame Energie, ODE), som legges til på strømregningen for å øke bruken av bærekraftig energi i landet (RVO, u.d.). Dette tillegget betales per forbrukt kWh elektrisitet eller m³ gass. Energileverandøren samler inn denne avgiften gjennom den årlige energiregningen og overfører beløpet til det nederlandske skatte- og tollvesenet. Dersom man får tilbakebetalt energiskatt, vil en del av det bærekraftige energitillegget også bli refundert. Det er viktig å merke seg at man er unntatt fra å betale dette tillegget hvis man produserer elektrisitet fra fornybare kilder, som for eksempel solenergi. Inntektene som det nederlandske skatte- og tollvesenet samler inn gjennom dette tillegget blir allokert til SDE+, og det utgjør den største bidragsyteren til finansieringen av innmatingstariiffen. Denne modellen stimulerer dermed både bærekraftig energiproduksjon og bruk ved å kanalisere midler fra forbrukere til støtte for fornybare energiprojekter.

I Nederland har de kapasitetsproblemer i flere områder, noe som betyr at etterspørselen etter transportkapasitet er større enn kapasiteten i nettet. RVO (Netherlands Enterprise Agency) erkjenner at veksten innen solenergi er knyttet til dette, og har planlegger løsninger for hvordan man skal håndtere solenergi og nettintegrering. Flaskehalsen i nettet er en stor hindring for realiseringen av storskala solcelleprosjekt. Andelen kapital som frigjøres på grunn av manglende realisering i områder med strukturelle flaskehalsen (røde soner i Figur 5) var 21 prosent i 2022, 27 prosent i 2021.

Figur 9-6 Nettkapasitet i Nederland



Det er ikke bare eiere og utviklere av storskala solenergisystemer som påvirkes av nettproblemene. Små forbrukere kan oppleve (midlertidig) nedstenging av solcelleanleggene deres på grunn av spenningsproblemer eller de lange ventetidene for forespørsel om ny eller endret nettforsyning. Problemer med spenning oppstår ofte som følge av at



mange solcelleinstallasjoner er tilknyttet hovedkabelen som binder en gate eller et nabolag til en transformator. Disse nettrelaterte utfordringene har satt fokus på plasseringen av nye solcelleanlegg i Nederland. Diskusjonen om bruk av jordbruksområder og strategier for å minimere inngrep i naturen har blitt sentrale temaer i denne sammenhengen. Det økende presset for å øke andelen fornybar energi gjør bruk av jordbruksområder til et viktig politisk spørsmål.

APPENDIX B

Forutsetninger og detaljer for regneeksempler

For å gi realistiske lønnsomhetsberegninger har vi utviklet en modell basert på reelle timesdata for produksjon, forbruk, strømpriser og nettleie. Modellen brukes i beregningene i kapittel 6.

Solkraftproduksjon: Produksjonsprofil time-for-time for Middelthuns gate 27 (data fra 2019, helling = 47 grader, asimut = 4 grader, 14% systemtap). Årlig produksjon er lik 892 kWh/kWp. Kilde: JRC PV GIS.

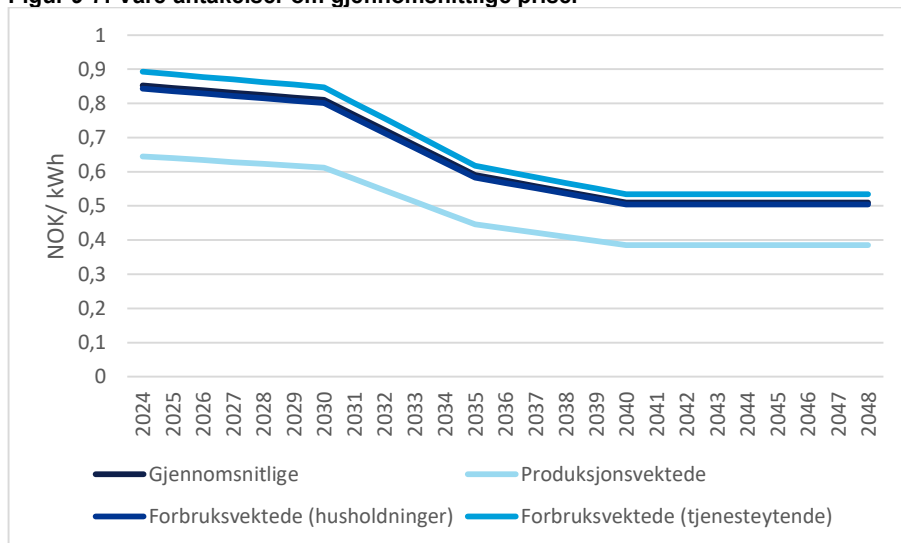
Forbruk: Gjennomsnittlig forbruk time-for-time i 2023 i NO1 for husholdninger og tjenesteytende næring. Kilde: Elhub

Fremtidige strømpriser: Vi har lagt til grunn fremtidige kraftpriser fra NVEs Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 (81 øre/kWh i 2030, 59 øre/kWh i 2035 og 51 øre/kWh i 2040 med linear interpolasjon for de mellomliggende årene). Fordi vi ønsker å inkludere timeprisvariasjonen i de fremtidige årene (i motsetning til kun én gjennomsnittspris for året), har vi lagt til grunn den empiriske timeprisvariasjonen fra 2023 og skalert med forhold mellom fremtidig pris og prisen i 2023. Gitt produksjons- og forbruksprofil, var den produksjonsvektede strømprisen i 2023 0,65 NOK/kWh, mens den forbruksvektede strømprisen var 0,90 NOK/kWh for husholdninger og 0,85 NOK/kWh for tjenesteytende næring. Utviklingen av gjennomsnittlige produksjons- og forbruksvektede priser er vist i Figur 9-7. Strømpriser time-for-time i NO1 i 2023 er hentet fra Energy Charts (Fraunhofer) og konvertert til norske kroner med kurser fra y n Norges Bank

Nettleie: Elvias tariff for husholdninger, næringskunder og plusskunder (innmating) for 2023 er lagt til grunn

CAPEX: Kostnader hentet fra AFE Solar samt nylig gjennomført spørreundersøkelse til ulike forhandlere, utført av Solenergiklyngen

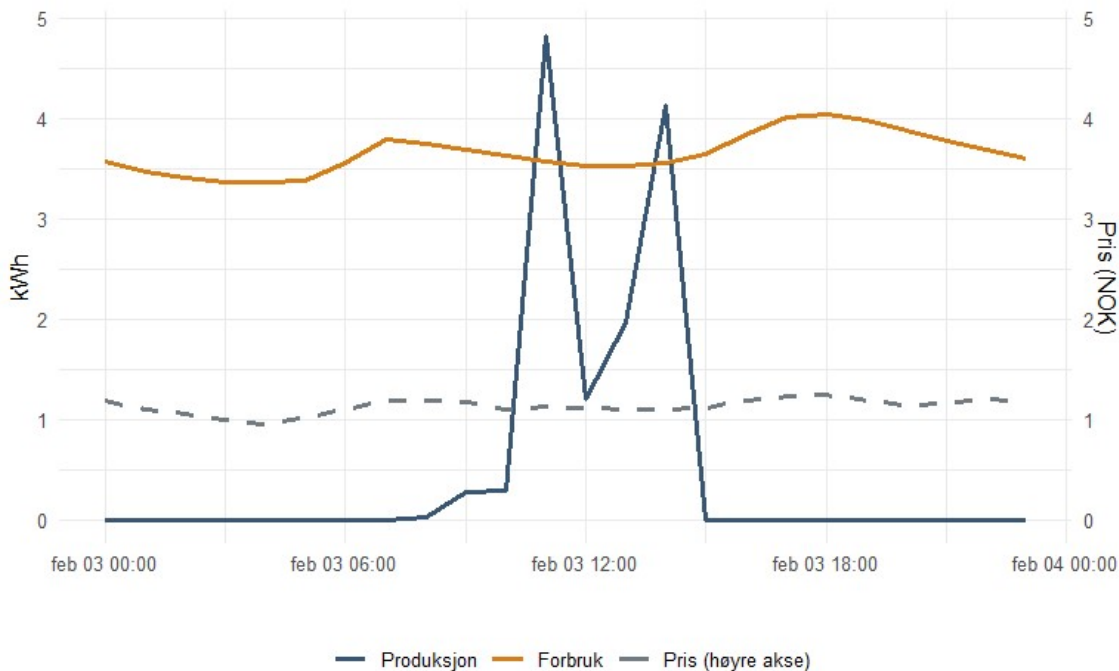
Figur 9-7: Våre antakelser om gjennomsnittlige priser



De viktigste antagelsene om CAPEX, vedlikeholdskostnader, levetid og avskrivninger er oppgitt i tekstboks 2 i kapittel 6.3.

Figur 9-8 viser eksempel på hvordan dataen for solkraftproduksjon (for et 10 kWp anlegg), strømpriser og forbruk (for en typisk enebolig) ser ut. Underlagsdata er fra 3. februar 2023.

Figur 9-8: Eksempel på data om produksjon (i en 10 kWp anlegg) samt strømpriser og forbruk for en typisk enebolig fra 3. februar 2023.



Tabell 9-1 viser forbruk og solkraftproduksjon for de to hovedtypene av strømkunder (husholdning og yrkesbygg) vi presenterer i kapittel 7, og baserer seg på forbruks- og produksjonsdataene beskrevet over.

Tabell 9-1: Årlig forbruk og solkraftproduksjon for typiske husholdninger og yrkesbygg

	Husholdning (10 kWp)	Yrkesbygg (160 kWp)
Forbruk	20 920 kWh	991 302 kWh
Produksjon	8 925 kWh	142 801 kWh

I regneeksemplene i kapittel 7 legger vi til grunn at husholdningene mottar strømstøtte etter gjeldende ordning, det vil si strømstøtte som dekker 90 % av strømkostnadene over 73 ø/kWh. I noen scenarier regner vi ut lønnsomheten av å investere i solcelleanlegg hvis strømkundene kan dele den produserte solkraften med andre strømkunder (delingsløsninger). I slike tilfeller antar vi for enkelhets skyld at solcelleanleggeierne kun deler strøm med samme type brukere som en selv.



Om DNV

Vi er et globalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering med tilstedeværelse i over 100 land. Vårt formål er å sikre liv, verdier og miljøet. Med vår unike tekniske ekspertise og uavhengighet bistår vi våre kunder med å forbedre sikkerhet, effektivitet og bærekraft.

Enten vi godkjenner et nytt skipsdesign, optimerer energiproduksjonen fra en vindmøllepark, analyserer sensordata fra en gassrørledning eller sertifiserer verdikjeden til en matprodusent, hjelper vi våre kunder med å ta gode og riktige beslutninger og øke tilliten til virksomheten, produktene og tjenestene deres. Verden er i endring. Vi kan påvirke utviklingen. Sammen skal vi takle de globale utfordringene og omstillingene vi vil møte.