

# ENERGIKRISEN I EUROPA OG DET NORSKE KRAFTMARKEDET

---

RAPPORT



Dette notatet oppsummerer en serie workshoper som ble organisert våren 2022 av FME-sentrene NTRANS, CINELDI, ZEN, HighEFF, Include, NorthWind og HydroCEN, sammen med NTVA og DNVA. Ved noen workshoper ble flere partnere invitert inn på arrangørsiden.

Bakgrunnen for workshopene var en lengre periode med svært høye energipriser i Europa, som forplantet seg til høye strømpriser i Norge og store prisforskjeller mellom regioner. Målet med seminarserien var å diskutere og systematisere det tverrfaglige faktaunderlaget som forskningsmiljøene har utviklet innenfor tematikken. Med tanke på tidsperspektivet så vi at dette kunne gjøres som en serie seminarer/workshops med avgrenset tematikk. Konklusjonene oppsummeres i denne rapporten, som trekker sammen læring og syntese på tvers av workshopene.

Asgeir Tomasgard (NTNU, redaktør), Michael Belsnes (SINTEF), Mette Bjørndal (NHH), Anders Elverhøi (UiO), Kari Espegren (IFE), Taran Fæhn (Statistisk Sentralbyrå og CICERO), Stefan Jaehnert (SINTEF), Gerd Kjølle (SINTEF), Magnus Korpås (NTNU), Erik Stensrud Marstein (IFE), Petter Røkke (SINTEF), Nina Holck Sandberg (SINTEF), John Olav Giæver Tande (SINTEF), Thomas Kringlebotn Thiis (NTNU), Tanja Winther (UiO), Tor Håkon Jackson Inderberg (Fridtjof Nansens Institutt).



## SAMMENDRAG

Denne rapporten diskuterer energiforbruk og produksjon i Norge, basert på en serie workshoper organisert våren og sommeren 2022 av FME-sentrene NTRANS, CINELDI, ZEN, HighEFF, Include og HydroCEN, sammen med NTVA og DNVA. Bakgrunnen for workshopene er en lengre periode med svært høye energipriser i Europa, som har forplantet seg til høye strømpriser i Norge.

Rapporten konkluderer at Norge har gode forutsetninger for kraftproduksjon, og at økt produksjon i samspill med europeisk krafthandel er gunstig og nødvendig for å sikre forsyningssikkerhet og konkurransefortrinn over tid. Rapporten understreker behovet for å planlegge fremtidens energisystem i dag og gir anbefalinger for markedsdesign og fordeling, energieffektivisering, energibruk, vindkraft på land, havvind, solkraft og vannkraft.

### Markedsdesign og fordeling

Markedsdesignet i kraftsektoren har som målsetning å sikre at samfunnet får høyest mulig verdi ut av ressursene både på kort sikt og lang sikt. Dagens spotmarked har som formål å sikre at strøm kjøpes av de som er villige til å betale mest, og selges av tilbydere til lavest mulig pris. Dette gir en relativt optimal ressursallokering, men har skapt uønskede fordelings-effekter. Disse kan adresseres med kompensasjonsordninger. For strømstøtte til husholdninger bør disse prinsippene vurderes:

- Markedsbalansen mellom tilbud og produksjon på den ene siden, og etterspørsel og forbruk på den andre, bør ikke forstyrres. Eventuell kompensasjon bør skje utenfor spotmarkedet.
- Incentiver til energieffektivisering og strømsparing bør opprettholdes og styrkes, også av miljøhensyn, så en kompensasjon bør være volumbegrenset.
- Rettferdig fordeling mellom ulike typer husholdninger tilsier at alle husholdninger gis adgang til å bruke en viss mengde strøm til en rimelig pris, mens kunder med et høyere volum betaler mer per enhet. Et alternativ kan være at hver husholdning kompenseres med en fast sum uavhengig av volum.

- Fastprisavtaler til husholdninger bør standardiseres, slik at de blir mer transparente, attraktive, og bidrar til økt forutsigbarhet sammenlignet med spotprisavtaler.
- For såkalte effekttariffer i nettet bør nettselskapene øke kunnskapen om ulike husholdningers behov, tilgang til infrastruktur og evne til å flytte forbruk.

For strømstøtte til industri og næringsliv bør disse prinsippene vurderes:

- Store deler av næringslivet er i stand til å overføre økte kostnader til kundene sine. I slike tilfeller er strømstøtte unødvendig.
- Store industriaktører i kraftforedlende industri har mulighet til å inngå langsiktige avtaler, slik at de ikke trenger kompensasjon.
- En rekke aktører er i næringer som på sikt må endre produksjon og prosesser. Strømstøtte bør innrettes slik at den gir incentiv til denne omsittingen med fokus på energieffektivisering og energisparing.

### Energieffektivisering

Den billigste og reneste energien er den vi ikke bruker. Studier viser at Norge kan spare 23 TWh gjennom energieffektivisering av bygg og maksimal innfasing av varmepumper. Her kreves konkrete mål og politisk handlekraft. Rapporten gir anbefalinger om å 1) **bruke bygningsmassen til å avlaste energisystemet**, 2) **sette nytt mål for energieffektivisering i bygg**, og 3) **følge opp med effektive tiltak og virkemidler**.

Utover å effektivisere kjerneprosessene i industrien er det 20 TWh overskuddsvarme fra norsk industri som ikke utnyttes i dag. For å utnytte dette potensialet, anbefaler rapporten 1) **incentiver for bruk/sløsing av tilgjengelig overskuddsvarme**, 2) **lønnsomme forretningsmodeller og støtteordninger for økt energiutveksling**, 3) **satsing på utvikling av løsninger som reduserer installasjons- og driftskostnader**.

## Energibruk og energiproduksjon

Utviklete fremtidsscenarioer viser at Norge har gode forutsetninger for å bygge kraften vi trenger, selv med kraftig vekst i energibehovet. Samtidig er vi avhengig av krafthandel med våre naboland for å sikre kraftforsyningen. Basert på analysene, anbefales investering i vann-, vind-, og solkraft for å dekke fremtidig energietterspørsel, og bidra positivt til et europeisk kraftmarked.

## Vindkraft

Regjeringen har et ambisiøst mål om å tildele lisenser for 30 GW havvind i Norge innen 2040. Uten satsningen risikerer vi en situasjon med kraftunderskudd innen relativt få år. Vinden nord i Norge blåser på andre tider enn resten av Europa, og er derfor ekstra verdifull. Dette betyr at geografisk fordeling av havvindparker med sammenkobling for kraftutveksling gjør kraftsystemet mer robust, og muliggjør verdiskapning og industriutvikling både i nord og sør.

Når andelen variable kraftkilder, som sol og vindkraft, i kraftsystemet overstiger 50% skaper det utfordringer. Disse kan løses med ulike tiltak, som integrerte markeder, mellomlandsforbindelser, og økt utnyttelse av vannkraftens fleksibilitet, f.eks. gjennom utbygging av pumpe- og effektkapasitet.

## Solkraft

Kombinasjonen av vind- og solkraft gir en mye jevnere totalproduksjon over året, og passer godt sammen i Norge. Solkraft er i sterk vekst, og i Norge fokuserer solbransjen på utvikling, installasjon og drift, mens våre silisiumprodusenter er europaledende. For å utnytte potensialet i solkraft, både for sluttbrukere og industrinasjon, gir rapporten anbefalinger om å 1) **øke kompetanse om solkraft i Norge**, 2) **øke midler til forskning og utdanning**, og 3) **spille på mulighetene norske silisiumprodusenter representerer**.

## Vannkraft

I et gjennomsnittlig år er vannkraftproduksjonen i Norge 134 TWh, men klimaendringer kan føre til større variasjoner i tilsig og utfordringer for energisikkerheten i deler av landet. Skeivfordelingen, våren

og sommeren 2022, viser at lokale begrensninger i overføringsnettet kan forsterke en eventuell effektmangel i fremtiden. For å håndtere dette anbefaler rapporten bruk av stokastiske modeller i planleggingen, og økt kapasitet for energilagring ved bruk av pumpekraft. Pumpekraft har en stabiliserende effekt på kraftprisen og kan utnytte perioder med billig vindkraft fra Europa. Rapporten anbefaler 1) **måltrettet arbeid for å senke kostnader og byggetider for pumpekraft og moderniseringsprosjekter for vannkraft**, 2) **reduert risiko for investeringer**, og 3) **etablering av felles scenarier for utvikling av kraftsektoren, som gir større kunnskap om hvordan et robust og kostnadseffektivt kraftsystem bør se ut**.

## Samspeillet mellom vannkraft, vind og sol

Vannkraft og vindkraft passer veldig godt sammen i Norge. Vindkraften følger sesongvariasjonen til forbruket veldig godt. Dette står i kontrast til vannkraften, som mangler tilsig når magasinene er islagt på vinteren. Snøen som kommer som nedbør på vinteren fyller ikke opp energilagrene før på forsommeren, hvor vi får en kjempestor energitilgang til magasinene. Vindkraften avlaster dermed vannkraften, og gjør det mulig å utnytte vannmagasinene på en bedre måte. Mindre variasjoner oppnås i tillegg ved å kombinere vind og sol, og ved å bygge ut over større geografiske områder der vinden blåser med ulik profil og til forskjellige tidspunkt.

## Forsyningsikkerhet

Forsyningsikkerheten vår avhenger av tilgang på nok energi til å produsere elektrisitet, tilgang til kapasitet for å dekke effektbehovet, kvalitet på spenningen til sluttbruker, leveringspålitelighet og driftssikkerhet. For å balansere forsyningsikkerhet, kostnadseffektivitet og klima/miljø handler det om å utnytte strømmettet best mulig. Det må være balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid. Dette innebærer at produksjon og last må fordeles uten at det oppstår flaskehals eller nettet overbelastes, og at det finnes reserver og fleksibilitet nok til å tåle forstyrrelser og unngå utfall. Den økte kompleksiteten og uforutsigbarheten i et mer distribuert kraftsystem med stor fornybarandel, skaper nye utfordringer for driften av



kraftsystemet, men digitalisering representerer samtidig nye muligheter for å utnytte fleksibiliteten i kraftproduksjon, forbruk og energilagring.

Rapporten gir tre anbefalinger for å sikre kontroll på forsyningssikkerheten: 1) **fremtidens trusler og sårbarheter må identifiseres**, 2) **utviklingen må overvåkes, og vi kan ikke kun forholde oss til historiske data i møte med nye endringer**, 3) **fremtidens kraftsystem trenger at vi vurderer forsyningssikkerhet helhetlig**. Dette omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet, leveringspålitelighet og risikoen for ekstraordinære hendelser.

### **Karbonprisen og karbongrenseskatt**

Karbonprisen øker normalt energiprisene og kan derfor påvirke industriens konkurransekraft. For å unngå karbonlekkasje og beskytte EUs industri, har EU foreslått å innføre karbontollsatser (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) på import fra land med

lavere karbonpriser enn EUs. Over tid skal mekanismen erstatte dagens ordninger med gratiskvoter og CO<sub>2</sub>-kompensasjon. Effektene på karbonlekkasje av CBAM er relativt moderate. CBAM kan utformes til å bli mer treffsikkert og kostnadseffektivt enn dagens ordninger, men typisk går det på bekostning av administrative og politiske kostnader. Blant annet har EU av politiske grunner ikke foreslått tilsvarende ordninger for å utjevne konkurransevnen for europeiske bedrifter i eksportmarkedene ved at de fritas for karbonpris, da dette kan komme i konflikt med reglene i Verdens handelsorganisasjon. EUs lave ambisjoner når det gjelder å utjevne konkurransen for eksportbedriftene sine, er en alvorlig svakhet ved CBAM. På dette området virker gratiskvoteordningen av i dag bedre. Skal man unngå at den videreføres sammen med CBAM, vil det være nødvendig å jobbe videre med forholdet til Verdens handelsorganisasjon.



*Denne rapporten er basert på en serie workshoper organisert våren og sommeren 2022 av FME-sentrene NTRANS, CINELDI, ZEN, HighEFF, Include og HydroCEN, sammen med NTVA og DNVA. Petter Røkke (SINTEF) presenterte om energieffektivisering i industrien 13. mai 2022, på workshop #3. Foto: Martin Hansen, NTNU Energy Transition Initiative*



Kårstø prosessanlegg i Nord-Rogaland har en nøkkelrolle når det gjelder transport og behandling av gass og kondensat fra sentrale områder på norsk sokkel. Mangel på gass i det europeiske markedet har påvirket prisen i kraftmarkedene.  
Foto: Øyvind Sætre / Gassco





## INNHOOLD

Energikrisen – mer enn en priskrise? .....	7
Rettferdig fordeling og markedsdesign i kraftsektoren .....	10
Energieffektivisering i bygg og industri. ....	12
Energibruk og energiproduksjon i Norge .....	16
Forsyningssikkerhet for elektrisk kraft .....	26
Karbonprisen, karbongrenseskatt og negative utslipp. ....	30
Kilder .....	34

## ENERGIKRISEN – MER ENN EN PRISKRISE?

Allerede sommeren og høsten 2021 var prisene på naturgass på veg til svært høye nivåer. Trenden har vedvart gjennom hele 2022, og gjenspeiler seg i strømprisene i deler av Norge. I dette første kapittelet går vi raskt gjennom faktorene som påvirker disse prisene, og spør om situasjonen vil vedvare og skje oftere i framtiden. Sentrale spørsmål er om det er, eller vil bli, mangel på ren energi, samt hvordan energi- og priskrise håndteres fra et forbrukerperspektiv.

### Faktorer som påvirker strømprisen

*Tilbud og etterspørsel for naturgass:* De første tegnene på energikrisen var den gradvise økningen i gassprisen i 2021. Samtidig sank fyllingsgraden i europeiske gasslagre, operert av Gazprom, til betydelig lavere enn normale nivåer fra og med april 2021.

Etter invasjonen av Ukraina ble russisk gassforsyning redusert fra 40% av Europas etterspørsel til rundt 9%. EUs politiske ledelse ønsker å fortsette denne trenden, med ambisjoner om at EU blir uavhengig av russisk kull, olje og gass innen 2030, og helst før 2027. Tidligere har EU-landene importert over 150 bcm med russisk naturgass i normalår. Dette betyr at energi tilsvarende rundt 1500 TWh må dekkes opp med fornybar energi, energieffektivisering og sparing, annen naturgass, atomkraft og andre kilder og tiltak, dersom klimamålsetningene skal opprettholdes eller styrkes. Til sammenligning er norsk vannkraftproduksjon rundt 140 TWh i et normalår, og energiinnholdet i samlet norsk naturgasseksport i rør på rundt 1100 TWh.

På kort sikt har hendelsene ført til en mangel på gass i det europeiske markedet, forsterket av økt energi- etterspørsel i andre deler av verden i kjølvannet av covid-19-pandemien. Noe av den manglende gassen er blitt erstattet av økt LNG-import og økt norsk produksjon. Eksporten fra det norske rørnettet ligger på rekordnivåer både i 2021 (113 BCM) og 2022 (116,9BCM). Dette har ført til naturgasspriser som i lange perioder ligger 10 ganger høyere en historiske priser. Når naturgass bestemmer prisen i kraftmarkedene gjennom gasskraftverk (som ofte er på marginen i tilbudskurven) reflekteres dette direkte i spotprisen for strøm.

*Kullprisene* har også ligget på svært høye nivåer. Dette skyldes blant annet at kull er en substitutt for gass, økt etterspørsel etter energi generelt, samt logistikkproblemer i verdikjedene for kull.

*CO<sub>2</sub>-pris:* Når etterspørsel på kull og gass øker, og industriutslipp øker som en konsekvens av oppgang i økonomien, vil etterspørselen etter utslippskvoter øke. Dette ble observert gjennom 2021 og 2022. I tillegg har de høye kvoteprisene blitt tolket som et signal om større knapphet på kvoter, og at store aktører posisjonerer seg i kvotemarkedet. Når kull og naturgass setter prisen i kraftmarkedene slår kvoteprisen direkte inn på strømprisen.

### **Prispåvirkningen i Norge**

Norge er knyttet til det europeiske kraftmarkedet gjennom mellomlandsforbindelser. Disse har spilt og vil fortsette å spille en viktig rolle for forsyningssikkerhet i tørrår, samtidig som utveksling med utlandet øker verdien på norske fornybarresurser. De siste 10 årene har det i hovedsak vært netto eksport i kablene, men de brukes løpende både til import og eksport, avhengig av prisene. Forbindelsene gjør det mulig å utnytte prisdifferanser ved å eksportere når prisen i nabolandene er høyere enn i Norge, og importere når den er lavere. I 2021 og 2022 har mange av kablene, for eksempel til Danmark og Tyskland, i hovedsak vært brukt på maks kapasitet for utveksling.

Når det har vært høyere priser i Sør-Norge enn normalt skyldes det hovedsakelig to faktorer:

1. Verdien av vannet har gått ytterligere opp med forventning om høye priser i Europa. Dette har gjort vannet i magasinene enda mer verdifull på dette tidspunkt og gitt insentiv til å produsere fra vannkraft nå.
2. Den hydrologiske balansen, det vil si, mengden vann i magasin og på veg mot magasin gjennom snølager og tilsig, har vært lavere enn normalt i deler av Sør-Norge. Dette øker verdien på vannet i magasinene og produsentene vil kreve en høy-

ere pris for å produsere. Høsten 2022 har vi sett effekten av dette. Det har blitt importert strøm på kablene, selv om prisen er høyere enn normalt, fordi vannverdiene har vært høye.

Kombinasjonen av de to nevnte faktorene har tilrettelagt for mye salg av norsk vannkraft til svært høye priser, og at prisene i deler av Sør-Norge har fulgt europeiske priser tettere enn vanlig. Det har også ført til perioder med historisk lav fyllingsgrad i magasinene i deler av Sør-Norge. Vurdering av kraftsituasjon 2021/22 (Mo, Wolfgang, Narversen, 2022) konkluderer med at magasinene ble tappet noe mer en prisutviklingen skulle tilsi. Utvikling av europeiske terminpriser gjennom høsten 2021, som var stadig stigende med en forventet "normalisering" lenger frem i tid kan forklare magasin håndtering. Kombinasjonen av historisk lav fyllingsgrad og historisk høye priser tyder på at kraftmarkedene fungerer som forventet, men det reiste samtidig nye spørsmål:

- Har bruken av vannet gått på bekostning av vintrens forsyningssikkerhet i Norge?
- Er det strukturelle problemer i markedet som gjør at ressursutnyttelsen ikke er optimal?
- Skaper de høye prisene utfordringer i økonomien som bør adresseres gjennom strømstøtte, eller andre virkemidler, slik vi har sett i 2022?
- Vil de høye prisene vedvare?

Dette er spørsmål vi vil komme tilbake til i de neste kapitlene og som ble adressert i egne workshoper.

### **Oppsummering**

Gjennom 2022 har det blitt tydelig at Europa er inne i en alvorlig energikrise. Over 1500 TWh russisk gass må antagelig erstattes. Mye av gassen er allerede borte, og EU uttaler ambisjoner om å erstatte resten før 2030. Dette kommer samtidig som EU planlegger utfasing av kullkraft, og deler av sin atomkraft.



På kort sikt innebærer dette knapphet på strøm og øvrig energi i det europeiske systemet. Både strøm og gass i Europa må forventes å ha høyere verdi framover, og dermed en høyere pris. Det er store mengder naturgass tilgjengelig i årene framover, dersom man ser på det globale ressursgrunnlaget, men det mangler rørgass inn til Europa.

For Europa handler det om:

- a. Å bygge kapasitet på kort sikt hovedsakelig gjennom å etablere ny importkapasitet for LNG, og at Norge opprettholder en rekordhøy eksport av naturgass.
- b. Å redusere avhengigheten av naturgass på kort og mellomlang sikt ved energisparing, energieffektivisering og etablering av ny fornybar kraftproduksjon.
- c. Å etablere langsiktige avtaler for de naturgassleveransene man ønsker, enten i form av økt LNG-kapasitet til Europa eller ny rørkapasitet.

I Norge har vi foreløpig ikke hatt en energikrise, men heller en priskrise. Selv med lav magasinbefylling gjennom sommeren 2022 er det lav sannsynlighet for å komme i en rasjonerings situasjon vinteren 2023. I Norge har vi hovedsakelig hatt utfordringer med høye energipriser. Skal Norge ha lave strømpriser i fremtiden må kraftoverskuddet økes. Vi forventer høye strømpriser i Europa i en periode fremover. Økt produksjonskapasitet for kraft i disse prisområdene, og redusert etterspørsel gjennom energieffektivisering, er eneste måte å redusere prisen betydelig, i et år med mindre vann tilgjengelig. Dersom vi skal beholde strømpriser som gir konkurransefortrinn over tid, må Norge øke utbyggingen av fornybar kraft mer enn den økningen vi får i etterspørsel, for eksempel fra ny industri eller elektrifisering.

# RETTFERDIG FORDELING OG MARKEDSDESIGN I KRAFTSEKTOREN

Her ser vi nærmere på dagens markedsgesign og hvordan markedet har fungert i 2021 og 2022.

## Dagens markedsgesign

Markedsgesignet i kraftsektoren har som målsetning å sikre at samfunnet får høyest mulig verdi ut av ressursene både på kort sikt og lang sikt. Dagens markedsgesign for spotmarkedet Elspot i NordPool har sikret at de som vil betale mest for strøm får kjøpe den, samtidig som tilbyderne av strøm tilbyr den så billig som mulig. I det kortsiktige markedet er det den siste marginale tilbyderen som setter prisen, basert på estimert samlet etterspørsel, dagen i forveien. Alle tilbyderne får spotpris for denne kraften. Dette systemet gir relativt optimal ressursallokering på kort sikt og riktige investeringssignaler på lang sikt, men nå har det oppstått en rekke interessante spørsmål:

- Optimal kraftutveksling er ikke nødvendigvis det samme for to land som er koblet sammen. Har Norge tjent på kablene og vil vi det i fortsettelsen?
- Inntektene går i hovedsak til strømprodusentene, som i stor grad er offentlig eid. Konsumentene får økt kostnad. Hvordan sikrer vi rettferdig fordeling?
- Krever hensyn til rettferdig fordeling endringer i dagens markedsgesign eller kan/bør en omfordeling skje på andre måter?

Dagens marked er bygget rundt prinsippet om prissoner (i Norge har vi 5) med hver sin pris og utvekslingskapasitet mellom seg. Dette sikrer at prisene er lavere der det er mye billig strøm tilgjengelig, høyere der det bys inn dyrere strøm og at strøm flyter mellom disse områdene så lenge det er ledig overføringskapasitet eller til prisene blir like. I tillegg er markedet knyttet til prissoner i utlandet. Kapasiteten i overføringene er fysisk begrenset, og kan være dimensjonert med hensyn til forsyningssikkerhet. Selv om spotprisene klareres en dag i forveien, kan denne klareringen føre til ubalanser i det nasjonale nettet. Dette løses med en intern re-planlegging i intradag-markedet. I, og i nærhet av, leveranseøyeblikket kan det også oppstå ubalanser. Dette løses i et balansemarked av sentralnettets systemoperatør (i Norge: Statnett). Et

slikt markedsgesign har en rekke formål: sikre forsyningen på kort og lang sikt, oppnå kortsiktig optimal allokering av ressurser, og gi insentiver for langsiktige investeringer på riktig nivå, både for ny produksjons- og overføringskapasitet innad i Norge og for utvekslingskapasitet til utlandet.

## Markedssvikt?

Gitt de eksepsjonelt høye strømprisene til forbrukerne i 2021-22, som medførte politiske hastetiltak i form av midlertidige støttetiltak til husholdninger, landbruket og enkelte deler av næringslivet, er det grunn til å spørre om vi har observert markedssvikt. Hvis ja, tilsier dette at det er behov for endringer i dagens markedsgesign?

Overordnet synes markedet å ha fungert etter hensikten under strømprisøkningene. Prisen reflekterer verdien på energien i dag, men også hensyntatt at vann i magasin kan lagres til senere bruk. Dette reflekteres i vannverdier, og når markedsprisen i dag er høyere enn framtidig verdi produseres det og eventuelt eksporteres. Når det oppstår prisforskjeller mellom soner, flyter det strøm fra overskuddssonen til underskuddssonen inntil prisen er lik eller overføringskapasiteten er brukt opp. Først når kapasiteten er brukt opp kan det danne seg prisforskjeller i de to tilknyttede sonene. Da får sonen med overskudd av strøm lavere pris enn den med underskudd. Utviklingen av strømprisene den siste tiden, med store forskjeller mellom landsdelene i Norge og påvirkningen av Europas høye energipriser på prisene i de sørlige delene av Norge, tilsier at markedet har fungert. Likevel er det grunn til å diskutere noen implikasjoner av de høye strømprisene, med tanke på fordelingseffekter og konsekvenser i sluttbrukermarkedet.

## Fordelingseffekter

Ved høye strømpriser tjener det offentlige, som eier av norsk vannkraft, ekstra mye. Samtidig gir høye strømpriser en ekstra kostnad for industri, bedrifter og befolkningen. I et kaldt klima, som det norske, er det vanskelig å brått redusere strømetterspørselen vesentlig. Strøm er et nødvendighetsgode for å opprettholde en akseptabel livskvalitet, og høye priser utgjør en fare for økt energifattigdom i Norge.



## Fleksibilitetsmarkeder – vil slike spille en større rolle i fremtiden?

Vi har til nå diskutert markedsdesign for spotmarkedet. Det er tegn på at en ny type markedsdesign vil vokse fram, for eksempel i form av lokale fleksibilitetsmarkeder. Slike markeder kan åpne for at forbrukere selger fleksibilitet, for eksempel ved å redusere forbruket i perioder, for å redusere topper i konsum og transportflaskehalsen i distribusjonsnett. Det bør være et prinsipp at fleksible konsumenter belønnes. En volumavhengig tariff kan delvis dekke dette behovet, men for å fungere fullt ut må den være tidsvarierende og dynamisk (Backe, Kara, Tomasgard, 2020). Et alternativ kan være andre markedsmekanismer som belønner fleksibilitet. Det kan være aktuelt å etablere tredjepartsaktører som aggregatorer, for å organisere slike avtaleverk.

## Anbefalinger

### **Anbefalinger for strømstøtte til husholdninger:**

I tilfeller med uønskede fordelings effekter er det hensiktsmessig å se på hvordan overskuddet kan omfordes. Noen prinsipper bør vurderes for strømstøtte til husholdninger:

- Markedsbalansen mellom tilbud og produksjon på den ene siden, og etterspørsel og forbruk på den andre, bør ikke forstyrres. Dersom strømselskaper på vegne av konsumenter eller industri får kjøpe strømmen til en lavere pris enn den er verdt i engrosmarkedet, gir det feil ressursallokering på kort sikt, siden det ikke fremmer strømsparing. Det gir og feil investeringssignal både for produksjon og energieffektivisering. En eventuell kompensasjon til forbrukere og industri bør derfor skje utenfor spotmarkedet.
- Incentiver til energieffektivisering og strømsparing bør opprettholdes og styrkes, også av miljøhensyn, så en kompensasjon bør være volumbegrenset
- Incentiver til å redusere etterspørselen når prisen er høy bør opprettholdes. En kompensasjon bør være koblet til et fast ledd eller en gjennomsnittlig pris som overstiger et fast nivå.

- Rettferdig fordeling mellom ulike typer husholdninger tilsier at alle husholdninger gis adgang til å bruke en viss mengde strøm til en rimelig pris, mens kunder med et høyere volum betaler mer per enhet. Et alternativ kan være at hver husholdning kompenseres med en fast sum uavhengig av volum.
- Fastprisavtaler til husholdninger bør standardiseres, slik at de blir mer transparente, attraktive, og dermed kan bidra til økt forutsigbarhet enn tilfellet er med spotprisavtaler.
- Såkalte effekttariffer i nettet, som er basert på å prise kapasiteten som trengs for konsumentens maksforbruk, bør baseres på kunnskap om husholdningers og andre forbrukeres behov og muligheter til å flytte forbruk.

### **Anbefalinger for strømstøtte til industri og næringsliv:**

Mens strømstøtte til husholdninger kan sees som omfordeling fra stat til befolkningen, er strømstøtte til privat næringsliv mer kontroversielt og må spises i større grad for å være treffsikkert. Målet er at næringsliv som er levedyktig på lang sikt ikke bukker under som konsekvens av europeisk energikrise. Prinsipper som bør vurderes:

- Store deler av næringslivet er i stand til å overføre økte kostnader til kundene sine. I slike tilfeller vil strømstøtte være unødvendig.
- Store industriaktører i kraftforedlende industri har mulighet til å inngå langsiktige avtaler, slik at de ikke trenger kompensasjon.
- En rekke aktører er i næringer som på sikt må endre produksjon og prosesser. Strømstøtte bør innrettes slik at den gir incentiv til denne omtillingen, med fokus på energieffektivisering og energisparing.

# ENERGIEFFEKTIVISERING I BYGG OG INDUSTRI

## Energieffektiviseringens rolle i energitransisjonen

Årlig kraftproduksjon i Norge er i området 140-150 TWh per år, og netto eksport er ca. 10 % av dette. Bygninger bruker mer enn halvparten av elektrisiteten i fastlands-Norge mens ca. 40 % av kraftproduksjonen går til industrien. Om man legger til andre energikilder så er årlig energibruk i Norge 236 TWh (NVE, 2019), hvorav ca 70 % går til industrien. Dette inkluderer fossile energikilder og energi i råvarene som benyttes. I framtiden er Norge attraktivt for ny energiintensiv industri (for eksempel datasentre, batterifabriker, H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> produksjon, CCS og landbasert oppdrett), samt at prognosene tilsier økt produksjon basert på norske ressurser. I sum resulterer dette i et betydelig kraftunderskudd i fremtiden. Det er derfor behov for mer energi (havvind, bioenergi, sol) samt at potensialet for energieffektivisering bør realiseres.

I sum ligger det et betydelig potensial i energieffektivisering for å redusere energikrisen. Dette gjelder også for å implementere nye løsninger i framtidens integrerte energisystem med variabel kraft/varme forsyning, bruk av flere rene energibærere og sluttbrukere som også er tettere koblet til markedet, som prosumenter og fleksible konsumenter. Energieffektivisering vil frigjøre elektrisitet til andre formål hvor det er mest effektivt dersom man utnytter tilgjengelig energi optimalt. Energieffektivisering vil også kunne redusere systemets topplast og behov for kapasitetsøkning i strømnettet.

## Energieffektivisering i bygg

Bygninger bruker mer enn halvparten av elektrisiteten i Fastlands-Norge. Det er bred enighet om at energieffektivisering av bygningsmassen vil spille en viktig rolle i overgangen til lavutslippssamfunnet. Realiteten er likevel at tempoet for energieffektivisering er altfor lavt, og at vi ikke klarer å utløse potensialet for energisparing. Fordi bygninger har lang levetid, vil dagens bygninger dominere samlet energibruk i bygningsmassen i 2050. Tiltak som gjøres, eller ikke gjøres, påvirker energibruken i lang tid.

Bygningsmassen kan energieffektiviseres ved oppgradering av eksisterende bygninger og mer energieffek-

tive nybygg. Energieffektivisering omfatter løsninger for bygningskroppen (etterisolering og mer energieffektive vinduer og dører), mer effektive oppvarmings-systemer og enøk-tiltak. For eksisterende bygninger vil det kunne være aktuelt å energioppgradere når bygningen skal rehabiliteres på grunn av behov for vedlikehold. Bare 1 av 5 rehabiliteringsprosjekter omfatter imidlertid en energioppgradering som vesentlig bedrer bygningens energinivå. I de resterende prosjektene rehabiliteres bygningen til omtrent samme energinivå som før. Dagens lover og forskrifter inneholder ikke noen krav til energieffektivisering ved oppgradering av bygninger. Dette på tross av at slike tiltak ofte vil være svært lønnsomme både for forbrukeren og samfunnet.

Utviklingen i samlet energibruk i den norske bygningsmassen vil øke frem mot 2050, dersom dagens trender med befolkningsvekst fortsetter og vi i liten grad gjennomfører energieffektiviserende tiltak.

Samtidig viser analysene våre at mye energi kan spares i norske bygg. Vi finner et potensial for sparing på 23 TWh, som kan oppnås ved storskala energieffektivisering og maksimal innfasing av varmpumper (Sandberg et al., 2022). Potensial for solenergi kommer i tillegg.

For å utløse potensialet som finnes for energisparing i bygg trengs det konkrete mål og politisk handlekraft. Målene må konkretiseres i planer, og følges opp av virkemidler og tiltak. Det må være tydelig hvem som har ansvar, og hvordan fremdrift skal rapporteres.

Vi har utformet følgende tre råd til politikere angående energieffektivisering av bygg:

1. **Bruk bygningsmassen til å avlaste energisystemet.** I overgangen til lavutslippssamfunnet er det behov for en helhetlig politikuttforming for å utnytte potensialet for energisparing i bygningsmassen. For å møte økt etterspørsel etter elektrisitet, vil vi trenge både mer fornybar kraft og effektiv energibruk. Balansen mellom produksjon og forbruk må gå opp. Det vil være langt enklere

å oppnå dette hvis vi reduserer bygningsmassens behov for energi. Dette vil både redusere total energibruk og avlaste energisystemet fordi det reduserer "rushtidsbelastningene" i strømmettet. Det betyr at vi vil trenge mindre strøm samtidig på kalde dager, og det reduserer behovet for dyre utbygginger av strømmettet. Det er et stort potensial for energisparing som heller ikke i fremtiden vil utløses "av seg selv". Hvilken utviklingsbane vi velger for energibruk i bygningsmassen har stor betydning for samlet forbruk. Derfor mener vi at vi må aktivt gå inn for å bruke bygningsmassen til å avlaste energisystemet.

## 2. **Sett nytt mål for energieffektivisering i bygg.**

Det gjeldende politiske målet om 10 TWh energisparing i bygg er uklart definert og ikke mulig å etterprøve med statistikk. Det er ikke entydig hva som inngår i målet, og tolkningen har endret seg over tid. Vi anbefaler å sette et nytt mål for energieffektivisering som omfatter hele bygningsmassen, både for bygg som eksisterer i dag og alt som bygges i fremtiden. Det som betyr noe for energisystemet, er hvor mye energi bygningsmassen har behov for. Hvis energisparingsmålet settes for samlet energibruk i bygningsmassen, kan vi se på statistikk for faktisk energibruk om vi er i rute. Det bør settes måltall for 2050, med delmål for 2030 og 2040 og utformes en strategi for hvordan målet skal nås.

## 3. **Følg opp med effektive tiltak og virkemidler.**

Tiltak og virkemidler må utformes i henhold til strategien slik at vi når det nye målet. For eksempel bør oppdateringer av byggteknisk forskrift (TEK) i sterkere grad kobles til langsiktige mål.

Energioppgraderinger gir fordeler for den enkelte forbruker som for eksempel lavere strømregning, høyere markedsverdi for bygget og bedre inn klima. Likevel velger 4 av 5 bort energieffektiviseringstiltak når de rehabiliterer. For å øke andelen energieffektiviserings-tiltak ved rehabilitering, er det behov for veiledning og gode støtteordninger. Disse må være lett tilgjengelige, selv om man ikke har inngående bygningsteknisk kompetanse. Slik kan vi unngå at økonomisk hand-

lingsrom og manglende kunnskap hindrer boligeiere i å gjennomføre gode tiltak.

Skal vi utløse potensialet som ligger i energieffektivisering av bygningsmassen, trenger vi tydelige målsetninger, strengere lovgivning, effektive støtteordninger og kompetanseheving.

## **Energieffektivisering i industri**

Begrepet "industri" favner bredt; produksjon av aluminium, silisium, petroleum, næringsmiddel, kjemikalier med mer. Sektorene har forskjellige perspektiv knyttet til størrelse på enhetsproduksjon og potensialet for energieffektivisering. Såkalt energiintensiv industri som for eksempel metallproduksjon har et begrenset potensial ift. prosentvis forbedring i kjerneprosessen, men rent kvantitativt er totaleffekten stor. Mens for mindre industri, som for eksempel Rema 1000 eller Tine, har man i nyere tid realisert teknologier som reduserer spesifikk energibruk med 35-45 %, noe som gir stor effekt og virkning om det realiseres på alle supermarked og meierier.

Hver enkelt av industriaktørene kan, ved å effektivisere sine kjerneprosesser, oppnå direkte verdiskapning for næringen. Norsk industri har gode forutsetninger for ren produksjon allerede, med basis i ren og miljøvennlig vannkraft, men med stort energiforbruk er det også gjort betydelige investeringer i å effektivisere prosessene - både knyttet til kjerneprosessen og utnyttelse av tapene. Som eksempel kan Hydros "Karmøy Technology Pilot" nevnes. Dersom denne ble anvendt på all norsk aluminiumsproduksjon ville dette redusert energibruk i Norge med 2,3 TWh/år, gitt at man har samme produksjon som i dag (tilsvarer 1 % av årlig energibruk). Tilsvarende har ERAMET konkrete planer for å redusere spesifikk energibruk fra sine verk i Norge med 27 % ift. dagens drift (utgjør 0,4 TWh/år). Men for denne industrien vil dette primært gi økt produksjon fra samme energibruk, altså videre foredling av norsk energi, økt produksjon og salg av norske varer internasjonalt.

Utover kjerneprosessen er alt tap av ikke-utnyttet energi betydelig – hovedsakelig i form av overskuddsvarme som går tapt til omgivelsene. Fra norsk metal-

industri alene (FeSi, FeMn, Al) er det tilgjengelig ca. 6 TWh overskuddsvarme i temperaturområdet 100-250°C. Videre estimat tilsier at fra all norsk industri er det 20 TWh overskuddsvarme som per i dag ikke utnyttes. For å sette disse tallene i perspektiv;

- Årlig forbruk av fjernvarme i Norge i dag er 6 TWh.
- Potensialet for økt utbygging av norsk vannkraft er 23 TWh.

Barrierene for å utnytte overskuddsvarmen er som følger - inkludert løsningsforslag;

#### **Umoden teknologi**

Forskning og teknologiutvikling på kort og lang sikt med virkemidler som bidrar til risikoavlastning for industriaktørene.

#### **Begrenset kapitaltilgang og manglende bedriftsøkonomisk lønnsomhet**

Dette påvirkes av utviklingen i energipriser. Videre må samfunnsmessig gevinst realiseres i lokalsamfunnene hvor overskuddsvarme er tilgjengelig.

#### **Vanskelig å få støtte**

Dette varierer fra sektor til sektor, men myndighetene kan legge tydeligere føringer for realisering av energieffektiviseringspotensialet.

#### **Mangel på avtakere av overskuddsvarme**

Dette avhenger av geografi og temperaturnivået på overskuddsvarmen. Dette kan realiseres tydeligere med sektorkobling og insentiv for å IKKE kaste bort energi – samt gulrot for grundere/oppstartsbedrifter til å etablere seg der energi er tilgjengelig. Industrien vil spille en tydeligere rolle i framtidens energisystem, ikke bare som sluttbruker.

I sum, for å realisere potensialet for konfliktfri energieffektivisering i industri trenger vi tiltak som sørger for at:

- Det må koste noe å kaste bort overskuddsenergi og/eller det må belønnes når man utnytter den.
- Det må være lønnsomt å etablere seg der det er overskuddsvarme tilgjengelig – for samfunnet og for bedriften.
- Det trengs forretningsmodeller for samvirke mellom næringslivsaktørene for økt energiutveksling, støtteordninger for gründere, organisasjoner som tar en overordnet rolle for samspillet.
- Teknologi og løsninger må utvikles som reduserer kostnad både for installasjon og drift
  - i industriens kjerneprosesser,
  - for overskuddsvarme – direktebruk, oppgradering, konvertering, og lagring,
  - og for fleksibilitet.





2018 Sauda. Eramet Norway Sauda (kjent som Sauda smelteverk) er hjørnesteinsbedriften i Sauda kommune innerst i Ryfylke, og et eksempel på energiintensiv industri. Foto: Pål Christensen / Stavanger Aftenblad

# ENERGIBRUK OG ENERGIPRODUKSJON I NORGE

## Energibruk i Norge mot 2050

Vi er inne i en energi- og samfunnsomstilling som handler om å redusere utslippene fra energi- og kraftsystemet. Samtidig skal sluttbrukere av energi i transport, industri og bygg også redusere sine utslipp. Hvor mye energi vi skal produsere i fremtiden henger sammen med hva vi skal bruke energi til. FME NTRANS (Espegren og Rosenberg, 2022) har derfor utviklet fire ulike fremtidsscenarioer, og studert hvilke omstillingsbaner vi må følge for å komme dit. Fellestrekket for de fire fremtidsbildene er en betydelig reduksjon i klimagassutslippene, slik at Norge når sine forpliktelser om utslippsreduksjoner i 2030 og 2050. De fire fremtidene skiller seg fra hverandre gjennom ulike grader av teknologisk utvikling og samfunnsendring:

**INC:** Samfunnet fortsetter som vanlig, og utviklingen går sakte. Dette scenariet karakteriseres av lav teknologiutvikling og liten samfunnsendring (Incremental change pathway).

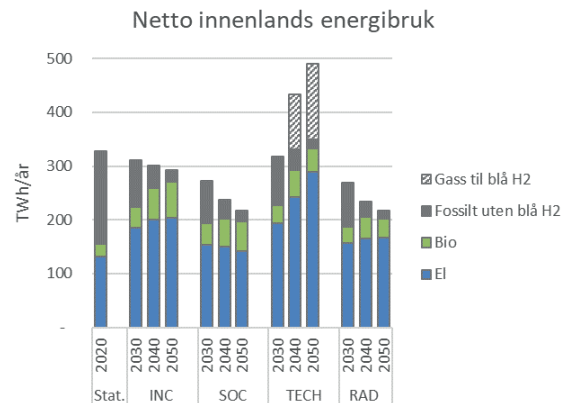
**TECH:** Vi er innovative og satser på teknologisk utvikling og nyskaping. Dette scenariet beskrives derfor med høy teknologiutvikling, men liten grad av samfunnsendring (Technological change pathway).

**SOC:** Fokus på stor samfunns- og sosial endring. Lite fokus på teknologiutvikling, og dermed lav teknologisk endring (social change pathway).

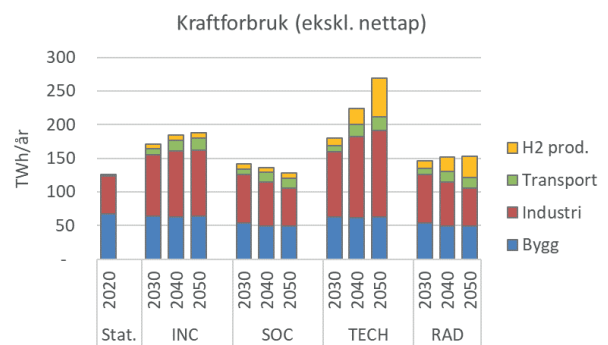
**RAD:** En kombinasjon av høy teknologiutvikling og stor samfunnsendring. Samfunnet oppnår teknologisk nyskaping og store sosiale endringer (Radical change pathway).

Fra foreløpige analyser av disse fremtidene har vi inkludert tre figurer:

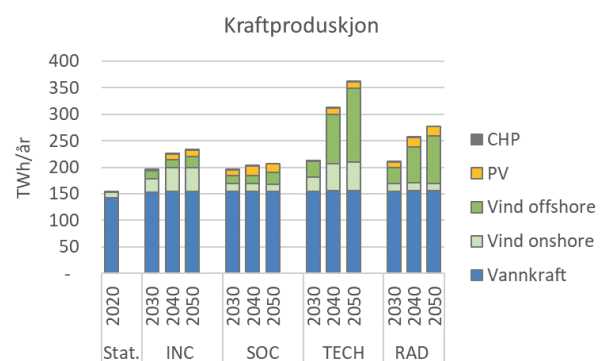
- en som viser utvikling i netto innenlands energibruk,
- en som viser hvordan kraftforbruket i Norge utvikler seg,
- en som viser hvilken kraftproduksjon vi kan få.



Figur 1: Energibruk i 4 scenarier.



Figur 2: Kraftforbruk i 4 scenarier.



Figur 3: Kraftproduksjon i 4 scenarier.

I disse fremtidsscenarioene varierer kraftproduksjonen mellom omtrent 200 TWh til i overkant av 350 TWh i 2050. Energiforbruket varierer mellom i overkant av 200 TWh til rundt 350 TWh, og i noen framtid kommer hydrogenproduksjon for eksport i tillegg. Våre analyser viser at Norge, selv med et kraftig økt energibehov, har gode forutsetninger for å bygge ut kraften vi trenger. Samtidig er vi avhengig av krafthandel med våre naboland, for å vedlikeholde sikker kraftforsyning. Etter 2030 vil Norge kunne få økende netto krafteksport.

Fremtidens behov for energi-infrastruktur må planlegges i dag. Uavhengig av fremtidsscenario, gjelder uansett to generelle anbefalinger:

1. Vi bør bygge ut mye fornybar kraft i Norge. Investeringer i vannkraft, solkraft og vindkraft, til havs og på land, vil bidra til å dekke fremtidig norsk energietterspørsel og støtte et europeisk kraftmarked.
2. Vi bør aktivt promotere energieffektive løsninger. Den billigste og reneeste energien er den vi ikke bruker, og dermed ikke trenger å produsere.

Analysene viser at Norge kan ta en ledende posisjon i omstillingen til et bærekraftig energisystem, og et bærekraftig samfunn. Vi kan satse på ny verdiskapning gjennom teknologiutvikling og samfunnsomstilling, og nå målet om nullutslipp på ulike måter. Hvor stor energietterspørsel og kraftproduksjon vi skal ha, avhenger av hvilken fremtid vi velger. Dette må baseres på demokratiske beslutninger.

## **Landbasert vind**

### **Full fart i Europa – full brems i Norge**

Det er i utgangspunktet mange gode forutsetninger for å utvikle vindkraft i Norge:

- Svært gode vindressurser - lav kostnad pr kWh,
- Bra match med vannkraft – det blåser mest på vinteren når forbruket er størst og magasinene er islagte,

- Moden teknologi – kan bygges relativt raskt for å gi strøm til elektrifisering og sikre energibalansen.

Vindkraft i Norge har opplevd et høyt konfliktnivå de siste årene. Dette har medført full stopp i utbyggingen av landbasert vind. Nå har energikrisen og høye strømpriser trigget ny interesse for landbasert vind, og NVE utvikler et nytt og forbedret konsesjonssystem.

Det råder usikkerhet om hvor mye landbasert vindkraft vi kommer til å bygge framover i Norge. I mellomtiden planlegges det som aldri før i andre deler av Europa. Utgangspunktet i EU, gjennom strategien «Fit for 55», er å oppnå 430 GW vindkraftkapasitet i Europa innen 2030. Denne ambisjon har nå økt med ytterligere 20 %, i og med den oppdaterte strategien REPowerEU - EUs svar på energikrisen og plan om uavhengighet fra russisk gass.

### **Et kraftsystem tilpasset variasjoner i vær og vind**

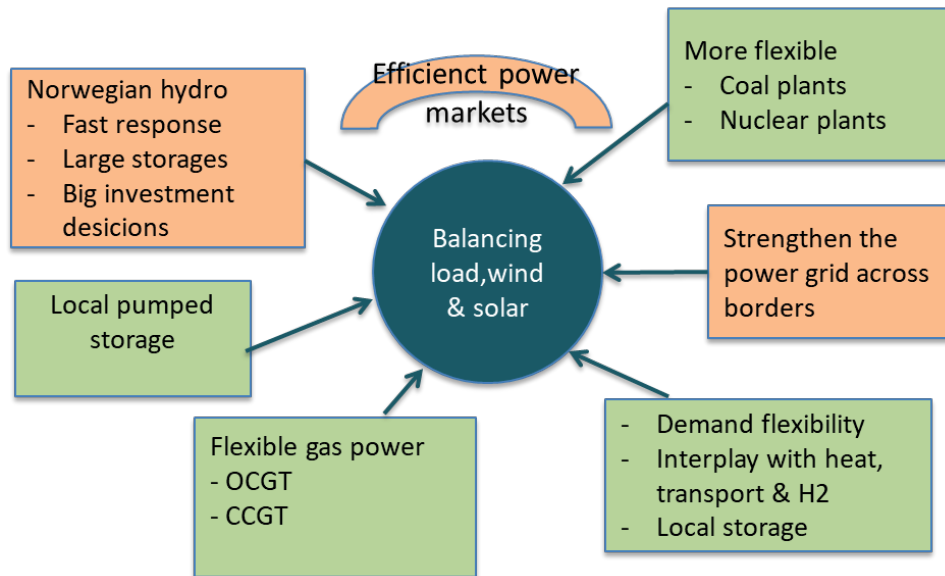
Vindkraft og solkraft er variable kilder som følger naturlige variasjoner i været. Statistikk fra Europa sier at om rundt 25% energiandel består av vind, så vil det oppstå enkelttimer hvor vindkraften dekker hele forbruket. Erfaringer med systemdriften har vist at kraftsystemet håndterer relativt store andeler vindkraft på en god måte uten store tiltak i nettet, men når andelen overstiger 50 % får man større utfordringer<sup>1</sup>. Disse utfordringene er mulige å løse ved en rekke ulike tiltak, som illustrert i Figur 4. Tiltak som i utgangspunktet er kostnadseffektive, men som krever store investeringer og tett samarbeid mellom land er markert i rødt i figuren:

- Mer integrerte markeder,
- Flere mellomlandsforbindelser, og
- Økt bruk av norsk vannkraft sin fleksibilitet, f.eks. gjennom å bygge ut pumpe- og effektkapasitet i Sør-Norge.

Dette er tiltak som har vist seg krevende å enes om i Norge grunnet store innenlands interessekonflikter.

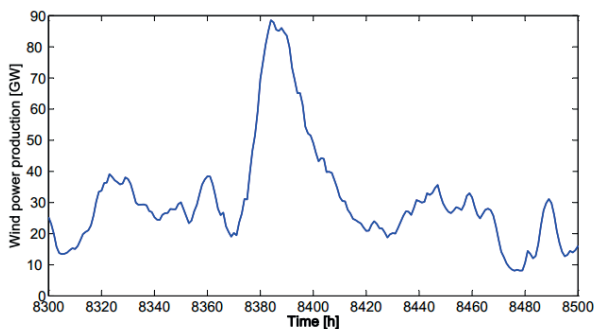
1 Les mer om dette hos [IEA TCP Wind Task 25](#).





**Figur 4:** Tiltak for å balansere store mengder vind og sol med forbruk i Europa (Bilde: M. Korpås, NTNU og I. Gran, SINTEF).

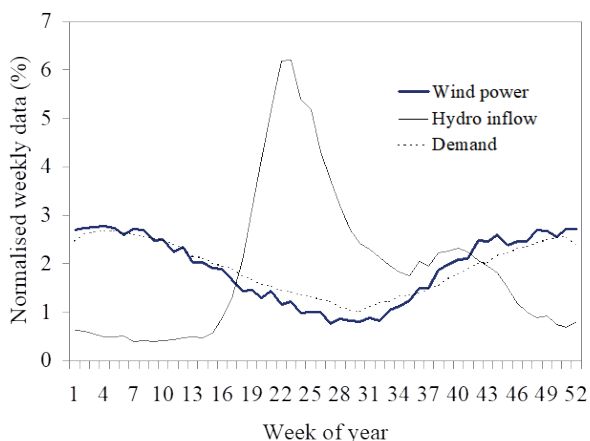
Med mye solkraft får vi tidvis store effekttopper midt på dagen. Det ville vært utfordrende for systemdriften om dette skulle dekket hele forbruket i et land alene. Tilsvarende vil mye vindkraft i sørlige delen av Nordsjøen kunne gi store effekttopper når det kommer inn lavtrykk fra vest, slik illustrert i Figur 5.



**Figur 5:** Produksjon fra havvind i sørlige Nordsjøen for et 2030-scenarie simulert for stormen «Carmen» som fant sted i nov 2010 (Bilde: T. Aigner, NTNU).

Mindre variasjoner oppnås ved å kombinere vind og sol, og ved å bygge ut over større geografiske områder der vinden blåser med ulik profil og til forskjellige tidspunkt. Dette gjelder både for variasjoner over døgnet og over året. Sola er som kjent sesongmessig i utakt med forbruket. Vind, på den andre siden følger sesongvariasjonene til forbruket i Norge godt (Figur 6). Ellers i Europa er de relative vindvariasjonene over året vesentlig større enn variasjonene i kraftforbruket. Dette betyr at Europa ville fått et svært høyt sesonglagringsbehov, om de skulle belaget seg på vind og sol alene. Om man kombinerer vind og sol går sesongvariasjonene imot hverandre. Da får man en mye jevnere totalproduksjon over året, som stemmer bedre overens med forbruket (Heide et al, 2010). Nettopp det at vinden blåser på andre tider i Norge enn i resten av Europa, gjør norske vindressurser ekstra verdifulle.



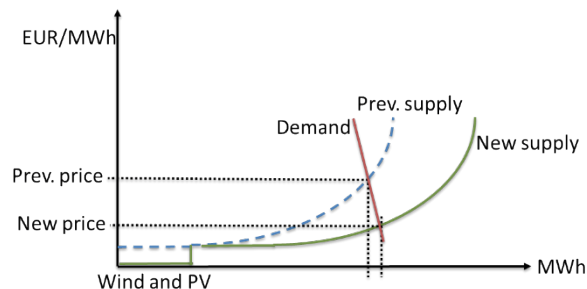


**Figur 6:** Simulert vindkraft, tilsig og forbruk i Norge over året (Bilde: J. O. Tande, SINTEF og K. O. Vogstad, NTNU).

Vannkraft og vindkraft passer veldig godt sammen i Norge. I Figur 6 ser vi hvordan vindkraften følger sesongvariasjonen til forbruket veldig godt. Dette står i kontrast til vannkraften, som mangler tilsig når magasinene er islagt på vinteren. Snøen som kommer som nedbør på vinteren fyller ikke opp energilagrene før på forsommeren, hvor vi får en kjempestor energitilgang til magasinene. Vindkraften avlaster dermed vannkraften, og gjør det mulig å utnytte vannmagasinene på en bedre måte. Samtidig kan fleksibiliteten i vannkraften brukes når den er mest verdt. Solkraften avlaster også magasinene, om enn ikke i like stor grad som vind, men allikevel betydelig ettersom solkraftproduksjonen tar seg opp tidlig på våren, lenge før isen går på vannmagasinene (Lindberg et al, 2016).

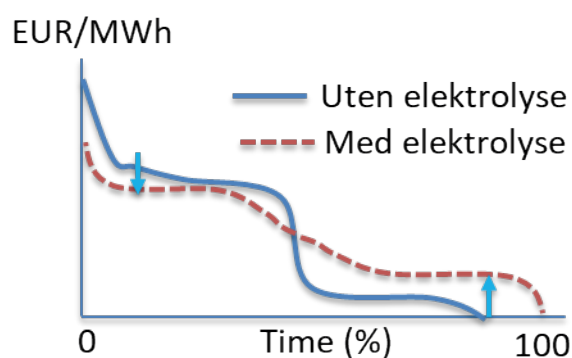
### Vindkraftens rolle i kraftmarkedet

Vindkraftens hovedsakelige innvirkning på kraftsystemet er at den presser ut forurensende kraft og gir mindre utslipp. Utbyggingskostnaden for vindkraft er nå såpass lav at den mange steder, inkludert Norge, kan bygges ut uten subsidier. Siden brenselet – vinden – ikke koster noe så har vindkraften nær null marginale driftskostnader. Dette betyr at det er lønnsomt å holde vindturbinene i drift så lenge kraftprisen er over null, og produksjonen ville presse dyrere kraft ut av markedet. Dette kalles ofte for «the merit order effect», og er illustrert i Figur 7.



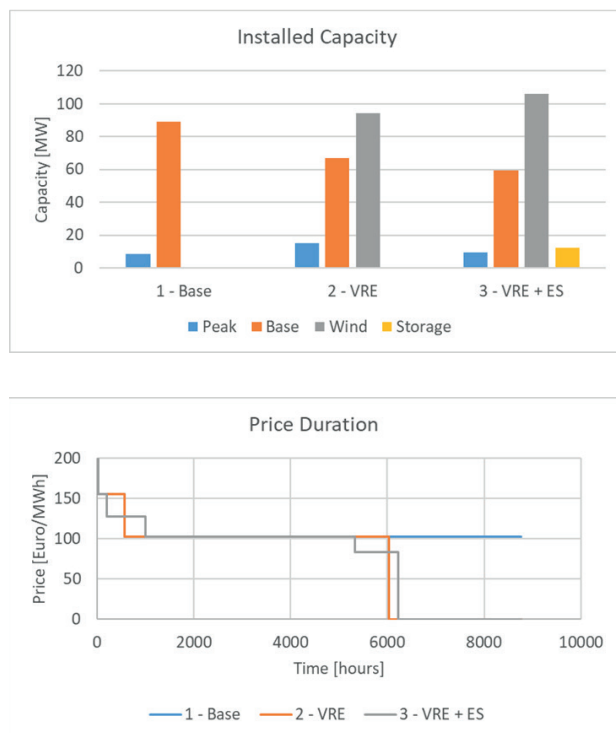
**Figur 7:** Prisinnvirkning av vind og sol i kraftmarkedet (Bilde: M. Korpås, NTNU).

Høye forventede kraftpriser over tid i Europa gjør det attraktivt å bygge ut mer vind og sol. Dette gir flere lavpristimer i året, og har en dempende effekt på prisen. Et tilstrekkelig antall lavpristimer i året øker lønnsomheten av å forbruke mer strøm, f.eks. til produksjon av hydrogen fra elektrolyse. I disse timene, med høy vind- og solkraftproduksjon, vil dermed fleksibelt forbruk sette prisen oftere, og dermed heve den. Dette øker igjen lønnsomheten for sol- og vind, og gir prisinsensitiv til videre utbygging (som igjen demper prisen over året etter som de har null marginalkostnad). Denne effekten er forsøkt illustrert i Figur 8.



**Figur 8:** Varighetskurve for kraftpris over året. Blå: Opprinnelig kraftpris i et system med mye vind og sol. Rød: Ny kraftpris etter utbygging av elektrolyseanlegg som presser prisen opp i lavprissegmentet, gir økt lønnsomhet i vind og sol, som igjen demper prisen andre deler av året.

Store prisforskjeller over døgn og år gir også incentiv til å investere i energilagring, som batterier og pumpekraft. Energilagringen fungerer i markedet ved å lagre strøm når prisen er lav (typisk ved høy vind- og solproduksjon) og produsere strøm når prisen er høy. Dermed tjener man på prisdifferanser. Fundamentale kraftmarkedsstudier utført av NTNU og MIT (Korpås & Botterud, 2020) har vist hvordan energilagring ikke bare demper prisvariasjonene, men også gir nye prissegmenter som øker lønnsomheten til vind og sol. Dermed gis det mer rom for lønnsom utbygging av disse kraftkildene i et konkurranseutsatt, markedsbasert kraftsystem uten subsidier. En enkel illustrasjon av denne effekten er vist i Figur 9. Analysene viser også at det er vindkraften som har størst betydning for å senke gjennomsnittsprisen. Energilagringens rolle er først og fremst å jevne ut prisene, redusere behovet for termisk backup og gi rom for mer fornybar.



**Figur 9:** Enkelt eksempel på et marked i likevekt med vind (VRE), energilager (ES) og to typer termisk kraft (BASE og PEAK). Vind alene presser ut BASE gir likevekt med flere nullpristimer. Med energilager får vi utjevning av pris, mer vind og mindre termisk.

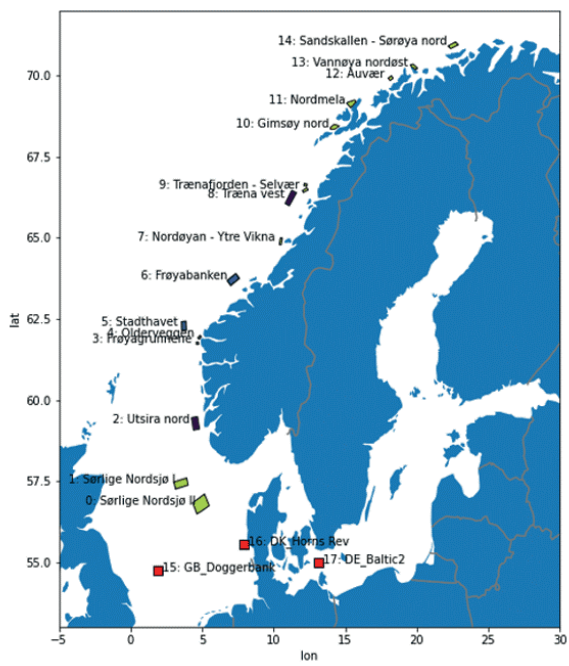
## Havvind

Regjeringen har lansert sin ambisjon om å tildele lisenser for 30 GW havvind i Norge innen 2040, og OED har gitt NVE i oppdrag å identifisere nye områder for fornybar energiproduksjon til havs. En installert kapasitet av havvind på 30 GW vil gi i størrelsesordenen 150 TWh i årlig el-produksjon. Dette tilsvarer, litt forenklet uttrykt, en dobling av det norske kraftsystemet. Den samlede norske installerte vannkraftkapasiteten er 33,4 GW i 2022. Den planlagte havvindutbyggingen vil kunne sikre Norge et kraftoverskudd på lang sikt. Uten en slik utbygging står Norge i fare for å komme i en situasjon med kraftunderskudd innen relativt få år. Statnett skisserer 5 år i sin fagrappport om havvindutbygging. Denne utviklingen er i tråd med europeisk utvikling, blant annet konkretisert med Esbjerg-erklæringen, hvor Danmark, Belgia, Nederland og Tyskland angir planer om å bygge 150 GW havvind innen 2050. Havvind er en sentral del av den europeiske strategien for å nå netto null i 2050.

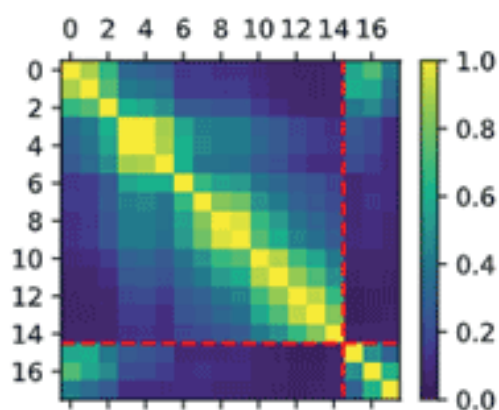
Det er viktig at en så stor utbygging blir helhetlig planlagt. Hvordan utbyggingen gjennomføres med tanke på fordeling mellom områder, utbygging av nettverk, og interaksjon med andre energibærere og eksisterende infrastruktur vil ha betydning for hvor vellykket dette blir. Det er her et betydelig potensial for verdiskapning i hele Norge. Det vil være verdiskapning direkte fra den energiproduksjonen som kommer til å finne sted, det vil sikre tilstrekkelig energi for norsk elektrifisering og videre industribygging, og det vil styrke norsk leverandørindustri. Norge eksporterer allerede varer og tjenester til det internasjonale havvindmarkedet for over 10 milliarder NOK årlig, men potensialet er mange ganger større. 100 milliarder eller mer som kan oppnås gjennom en strategisk satsing på forskning, innovasjon og industriutvikling.

I prosjektene *NorthWind* og *Green Platform Ocean Grid* har vi studert hvordan havvindproduksjonen vil variere avhengig av hvor havvindparkene blir bygd. En viktig observasjon er at vindparker i Sørlege Nordsjø og Utsira vil ha relativt stor samvariasjon med vindparker i Danmark, Storbritannia og Tyskland. Samtidig er det liten samvariasjon mellom produksjon fra vindparker

lenger nord (se også Tande 2022). Dette betyr at det kan være fordelaktig for driften av kraftsystemet å fordele havvindparkene både nord og sør i Norge, og å koble disse sammen med et havnett som kan muliggjøre en større norsk kraftutveksling mellom nord og sør. Dette vil gjøre kraftsystemet mer robust, og muliggjør verdiskapning og industriutvikling i flere deler av landet (Figur 10 og 11).



**Figur 10:** De 15 norske havvindparkene (0-14) og 3 andre vindparker (15-17).



**Figur 11:** Korrelasjonskoeffisienter for 29 år med beregnet time for time data av elproduksjon for de ulike havvindparkene i Norge fra sør til nord. Den stiplede røde linjen skiller de norske vindparkene (0-14) fra de tre utenlandske vindparkene (15-17).

## Solkraft

Solkraft er i sterk vekst og i ferd med å bli en av de største kildene til elektrisitet i verden. I 2021 ble det installert solkraftverk med en kapasitet på 175 GW, noe som økte den totale kapasiteten til over 1 000 GW. Dette tilsvarer en årlig kraftproduksjon på godt over 1000 TWh. Forventede tall for nyinstallasjoner globalt i 2022 ligger på rekordhøye 260 GW - et stort byks fra 2021. Veksten skyldes flere faktorer: Tilgang til solcellepaneler i stor skala, pris, tilstrekkelig sollys i de fleste regioner, og politikk som i større grad stimulerer til bærekraftig kraftproduksjon.

Ifølge data fra IEA (2022) betyr veksten at solkraft nå har passert vindkraft, målt etter effektkapasiteten (W, ikke kWh), og at solkraft trolig vil passere vannkraft i løpet av de neste to årene. Allerede innen 2027 vil solkraft passere gass og kull og bli verdens største kraftkilde, målt etter effektkapasitet. Flere analyser forventer at solkraft blir størst på kraftproduksjon (kWh) i løpet av 2030-tallet. Veksten vil skape rom for industribygging, omsetning, vekst og sysselsetting i den internasjonale solkraftindustrien, og representerer følgelig også et tilgjengelig eksportmarked for norsk solbransje.

## Solkraft i Europa

I 2022 ble det installert solkraftverk med en samlet kapasitet på rekordhøye 41 GW i Europa - 13 GW mer enn året før (SolarPower Europe 2022). Energikrisen, REPowerEU og EUs solstrategi har satt solkraft sentralt på den europeiske agendaen. EU planlegger nå å etablere nye verdikjeder for fremstilling av solcellepaneler. Hele 600 GW, som tilsvarer om lag 600 TWh, med nye solkraftverk skal bygges innen 2030 i EU alene.

REPowerEU og solstrategien påpeker selv at ambisjonene ikke er uten utfordringer. En utfordring er **kapasitet**. Å installere så mye solkraft vil kreve svært mange ansatte. En annen utfordring er **areal**. EU planlegger nye prosesser for å sikre tilgang til land, både for vind- og solkraftverk. Arealet som må dekkes avhenger av typen installasjon. Et anslag for bakkemonterte anlegg er ~20 km<sup>2</sup> per GW når alt areal mellom solcellepanelene også regnes med. (TWh/år). En stor-

stilt satsning på solkraftverk på tak vil redusere behovet for nedbygging av natur, og dette er en vesentlig del av REPowerEU. Det er verdt å nevne at areal er en utfordring for nye sol-, vind- og vannkraftverk. En ytterligere utfordring er tid forbundet med **nettilgang**. Dette gjelder nettselskapenes evne til å gi utbyggere informasjon om kapasitet og kostnad forbundet med nettilknytning. I tillegg kommer utfordringer knyttet til **integrasjon av solkraft i nettet**. I denne sammenhengen trenger systemet både batterilagring, laststyring i bygg, industri og anlegg, grønn hydrogenproduksjon og hybridisering, altså utbygging av kraftverk som kombinerer for eksempel sol- og vindkraft for bedre å nyttiggjøre seg av areal og nettkapasitet. I tillegg forventes økte utfordringer knyttet til arealtilgang, og muligheter for å utvikle integrerte solkraftverk som høster synergier i bygg (byggningsintegrert PV/BIPV), synergistisk produksjon av solkraft og landbruksdrift (agri-PV) og bruk av flytende solkraftverk på sjøer og hav (flytende PV/FPV) vil bli viktigere.

### Solkraft i Norge – sluttbruk

Også Norge opplever rask vekst i bruken av solkraft, men på et betydelig lavere nivå. Ferske tall fra Elhub viser at det i 2022 ble installert nye solcelleanlegg med en samlet effektkapasitet på 149 MW. Dette høyner totalen for Norge til omtrent 370 MW. Til tross for at installasjonen i 2022 var rundt 350% større enn i 2021, er det fortsatt snakk om relativt små tall. Samlet kan de norske solcelleanleggene produsere ca. 0,3 TWh, noe som utgjør rundt 0,2% av elektrisitetsproduksjonen her i landet. Opprettholdes veksten vil bildet imidlertid endres, og det er grunn til å tro på rask utvikling. Selskapene rapporterer selv om fulle ordrebøker. Lykkes bransjen med planlagte installasjoner vil det totale volumet omtrent dobles i 2023 og øke andelen solkraft i nettet mot 0,4%.

NVE legger i sin langsiktige kraftmarkedsprognose til grunn at 7 TWh skal være installert i Norge innen 2040. Dette tallet anses av flere i bransjen som konservativt, selv om det allerede representerer en vekst på mer enn 20 ganger dagens nivå. Tallet representerer uansett en betydelig andel av all ny kraftproduksjon i Norge i dette tidsrommet. Det meste av installasjonene

antas å finne sted på bygg. I tillegg til kraftproduksjon tilsvarer dette 18000 årsverk innen installasjon, og bidrar betydelig til norsk verdiskaping (Thema 2021).

### Solkraft i Norge – industrielle muligheter

Solbransjen i Norge har varierende fokusområder. En voksende del av bransjen ser på utvikling, installasjon og drift av solkraftverk på bygg og bakke. I tillegg satser flere kraftselskaper på utvikling, installasjon og drift av solkraftverk utenlands, både på bygg og bakke. Norske silisiumprodusenter bør også nevnes. Disse er ledende industrielle aktører i Europa, og representerer et viktig trinn i verdikjeden. Bransjen inneholder også sterke konsulentselskaper og rådgivere, samt leverandører av teknologi og digitale løsninger, inkludert teknologi for flytende solkraftverk.

Norge har også internasjonalt sterke forskningsmiljøer langs hele verdikjeden for solkraft, fra fremstilling av silisiummaterialer til utvikling, drift og analyse av solkraftverk.

### Anbefalinger

For å sikre at Norge utnytter solkraft best mulig, både som sluttbruker og industrinasjon, anbefaler vi følgende.

- Det er fortsatt relativt lite kompetanse på solkraft i Norge. Vi mener det er viktig at solkraftkompetanse i større grad enn i dag ivaretas og får en plass rundt bordet når strategier for norsk energipolitikk, distribusjon og forsyning legges.
- Kapasitet er allerede i dag en begrensende faktor for fremveksten av en norsk solbransje. Vi anbefaler derfor en økning i midler til både forskning og utdanning innen dette feltet.
- Norske silisiumprodusenter kan spille en unik, komplementær og kritisk viktig rolle i fremveksten av europeiske verdikjeder for solcelleproduksjon. Det er viktig at denne muligheten ivaretas i diskusjoner mellom Norge og EU på energi og industrifeltet.



## Vannkraft og pumpekraft

I et gjennomsnittlig år er vannkraftproduksjonen i Norge 134 TWh, men dette varierer betydelig mellom våte og tørre år. Tar man forventning til klimaendring i betraktning må fremtidens vannkraftbaserte system takle både tørrere og våtere år, og kanskje større skeivfordeling mellom værforhold og tilsig nord og sør i landet. For å redusere risikoen for energimangel i et slikt system må man enten ha tilgang på reserveproduksjon, slik som de mobile gasskraftverkene som ble installert etter den tørre vinteren 2002-3, eller mulighet for å importere elektrisk kraft, slik utenlandskablene gir mulighet for. Kapasiteten i det norske vannkraftsystem er 34 GW, mens høyeste målte effekttopp er 25,2 GW. I 2030 forventer NVE at effektbehovet kan ligge mellom 29 og 33 GW. Dette ser i utgangspunktet tilfredsstillende ut, men våren og sommeren 2022 har gitt oss viktig lærdom. Vi ser nå at lokale begrensninger i overføringsnettene kan forsterke en eventuell effektmangel i fremtiden, hvis det ikke er tilgjengelig vann i magasinene i områder som over tid har fått lite tilsig.

Vannkraften utgjør ryggraden i den norske kraftforsyningen. I et kraftsystem basert på vannkraft er energisikkerheten den dimensjonerende faktoren. Systemet har gitt oss god og stabil energitilgang, med et stort overskudd av effekt, og har muliggjort energiutveksling med Nord-Europa. Vi har hatt mulighet for å starte flere vannkraftaggregat på dagtid når prisene i Europa er høye, og importere kraft fra Europa om natten når prisene i Europa er lave. Dette har bidratt til verdiskapning for eierne av vannkraftanleggene, og det norske samfunn som sådan.

Den ekstraordinære situasjonen som Europa nå står i, og som har vart siden Russland begynte å strupe sin energiekspor til Europa, har vist viktigheten av å samarbeide på tvers av landegrenser. Samtidig fremhever situasjonen hvordan det vannkraftdominerte norske system må disponeres sammenliknet med land som bruker gass til kraftproduksjon og oppvarming. Det er raskere å legge om gassimporten fra gassledninger til LNG enn det er å øke produksjon fra vannkraften. Målsetningen i REPowerEU om å kreve høy fyllings-

grad i gasslagrene har bidratt til høye gass- og kraftpriser, samtidig som det har vært nødvendig for å sikre energisikkerheten i Europa foran vinteren 2022-23. I vannkraftsystemet må man vente på at det kommer nytt tilsig før energilageret, som vannkraftmagasinene representerer, kan fylles opp. Når vannkraften planlegges er det derfor viktig å bruke stokastiske modeller for å finne og iverksette en optimal strategi, og vurdere energisikkerheten i det norske kraftsystemet. Til dette formålet bruker både myndigheter og kraftprodusenter spesielt utviklede modeller, som er etterprøvbare og tilpasset over mange år, slik at man ikke trenger å gjette for å finne riktig strategi.

Det hadde vært en fordel for energisikkerheten i det norske system om man hadde mulighet for å øke energilageret ved å bruke pumpekraft. Med nok pumpekraft i systemet er det mulig å begrense prisvariasjoner mellom timer, dager, uker og sesonger til en variasjon i størrelsesorden med sirkelvirkningsgraden til pumpekraft som er 30%. Siden høsten 2021 og frem til i dag ser vi prisforskjeller på 2-300% innenfor døgnet, og mer enn 800% mellom det rimeligste og det dyreste døgnsnitt. Over ukensnittet ukene 42-44, har det vært en halvering av kraftprisen. Slike store prisforskjeller kan i stor grad utjevnes med bruk av pumpekraft. Det er ikke til å komme bort fra at man taper energi i pumpekraftverk. Lagringssyklus med batterier er betydelig mer effektivt enn pumpekraftverk mens pumpekraftverk er betydelig bedre enn lagringssyklus basert på hydrogen. Når det brukes energi til å drive pumpekraftverk vil det ikke bety høyere priser. Så lenge det pumpes på den billige delen av varighetskurven som er flat og produseres på den dyre del av varighetskurven, som er brattere, vil sum virkning være lavere priser.

Det er et stort potensial for å installere pumpekraft mellom eksisterende magasin innenfor rammene av gjeldende konsesjonskrav. Energikrisen har resultert i at flere pumpekraft-prosjekter blir vurdert på nytt. Hvis man har muligheten for å utvide med nye kunstige magasin er potensialet enda mye større. Da kan man bygge anlegg med meget høy kapasitet uten at man får negative konsekvenser for eksisterende vass-

drag. En stor ulempe for utvidelse av fleksibiliteten i vannkraften er, historisk sett, lange beslutningsprosesser og utbyggingstider.

Videre utvikling av vannkraften har i nyere tid fokusert på muligheter i forbindelse med modernisering av eksisterende kraftverk. Dette har gjort at kraftgenerering og installert kapasitet i Norge har økt. Når Europa øker sin fornybarandel, etter hvert som fleksible gass- og kullkraftverk fases ut, vil det i lange perioder være mulig for Norge å importere billig kraft. Tilsvarende vil det i lange perioder være mulig å eksportere fleksibel vannkraft når prisen er høy. For å få fullt utbytte av dette viser modellstudier ved NTNU og SINTEF at Norge må ha egen vindkraft som en basis og øke fokuset på pumpekraft.

### **Anbefalinger**

Kraftsektoren inkludert kunnskapsmiljøene bør jobbe målrettet med å få ned kostnader og byggetider for pumpekraft og moderniseringsprosjekt for vannkraften. Det bør forskes på teknologi og bruk av digitalisering for å få ned kostnader og byggetider.

Hvis man ønsker økt fart på modernisering og utbygging av vannkraften, er det viktig å ta ned risikoen i prosjektene ettersom kapitalinnhenting for intensive investeringer i en sektor hvor det oppleves høy risiko er krevende.

Med erfaringer fra en krevende periode bør man etablere felles scenarier for utvikling av kraftsektoren som gi større kunnskap om hvordan et robust kraftsystem bør se ut og legger til rette for en kostnadseffektiv måte å nå frem til et slikt system.





8. juli 2022: Lav vannstand i Førrrevassdammen, som er en av dammene som til sammen utgjør Norges største kraftmagasin, Blåsjø. Foto: Ørn E. Borgen / NTB

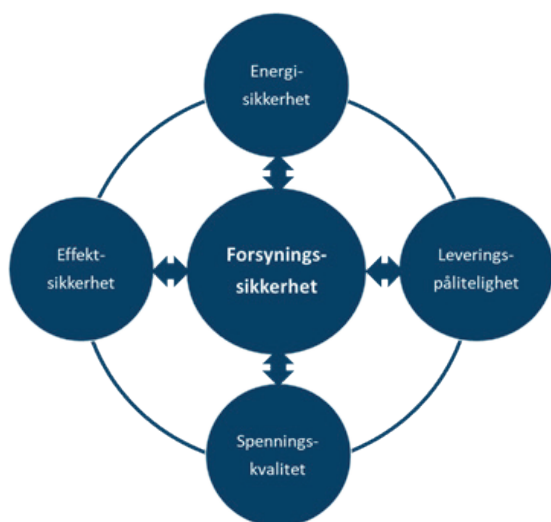


# FORSYNINGSSIKKERHET FOR ELEKTRISK KRAFT

NVE-Reguleringsmyndigheten (RME) definerer forsyningssikkerhet for elektrisk kraft som kraftsystemets sin evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbrukere. Vi kan si at den består av fire hovedelementer som illustrert i Figur 12:

- Energisikkerhet: tilgang på nok energi for å produsere elektrisitet,
  - Effektsikkerhet: tilgang til kapasitet for å dekke effektbehovet til enhver tid,
  - Spenningskvalitet: kvaliteten på spenningen som leveres til sluttbrukeren, og
  - Leveringspålitelighet: tilgjengelighet av elektrisk kraft, knyttet til antall strømbrudd og varighet av strømbrudd.
- I tillegg inngår driftssikkerheten, som er kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides.

Forsyningssikkerheten påvirkes også av interaksjoner mellom elementene. Gitt at vi har tilstrekkelig tilgang på energi, er forsyningssikkerheten primært bestemt av kraftnettet og driften av kraftsystemet. I Norge har vi en høy forsyningssikkerhet, med oppetid ca. 99,98 %. Det betyr at vi har strømbrudd 2 - 3 timer pr år i snitt.



**Figur 12:** Forsyningssikkerhet for elektrisk kraft.

Et bærekraftig energisystem for det fremtidige nullutslippssamfunnet må være miljøvennlig, kostnadseffektivt og forsyningssikkert. For kraftsystemet betyr det at vi må finne en best mulig balanse mellom forsyningssikkerhet, kostnadseffektivitet og klima/miljø. Det innebærer også at vi utnytter kraftnettet vårt best mulig. I overgangen til fremtidens digitaliserte kraftsystem søkes det på den ene siden å ivareta forsyningssikkerheten, og på den andre siden cybersikkerheten. Kostnadseffektivitet oppnås gjennom å finne samfunnsøkonomisk riktige løsninger (i tråd med Energiloven). Kostnadene med å opprettholde en tilstrekkelig forsyningssikkerhet må hele tiden veies opp mot nytteverdien.

## Forsyningssikkerheten utfordres

Dagens kraftsystem er basert på at store vannkraftverk forsyner et ganske forutsigbart forbruk gjennom et passivt kraftnett. Kraftsystemet står overfor store endringer på veien til nullutslippssamfunnet:

- Fossile energikilder erstattes av fornybare, og samfunnet står foran en storstilt elektrifisering.
- Kraftnettet må settes i stand til å håndtere mye ny fornybar kraftproduksjon og nye typer elektrisk forbruk som datasentre, batterifabriker, transport mm.
- Mye av dette kommer lokalt og distribuert, og mange sluttbrukere vil produsere sin egen elektrisitet og bli produsenter (både produsenter og konsumenter). Dette påvirker også systemdriften - i storkraftsystemet.
- Vi får også tettere integrasjon mellom kraftsystemene nasjonalt, i Norden og Europa.
- Videre går vi mot en situasjon der vi må håndtere både nettet på land og et fremtidig hav-nett.
- I tillegg kommer digitaliseringen av kraftsystemet gjennom bruk av sensorer, kommunikasjon og målesystemer.

Elektrifiseringen gjør at forsyningssikkerhet blir stadig viktigere siden alt blir avhengig av elektrisitet: Transport, industri og andre sektorer. Samfunnets sårbarhet overfor svekket forsyningssikkerhet øker, og høy grad av elektrifisering gir dermed store krav til forsyningssikkerhet. Samtidig kan nye trusler og sårbarheter oppstå:

- Klimaendringene med nye værmønstre gir økende værpåkjenninger, og mer ekstremvær kan lede til ekstraordinære hendelser i kraftsystemet,
- Økende driftspåkjenninger med nye driftsmønstre og et aldrende strømnnett, med fare for oftere komponentsvikt og langvarige strømbrudd,
- Endringene i kraftsystemet gir økt kompleksitet og uforutsigbarhet, og
- Digitaliseringen kan medføre nye typer feil og trusler som cyberangrep på kraftsystemet.

### **Forsyningssikkerheten - en balansekunst**

Forsyningssikkerhet i et stort sammenkoblet kraftsystem som vi har i Norden og Europa, kan ses på som en balansekunst – med balanseutfordringer i mange dimensjoner:

- Det må være balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid,
- Produksjon og last må også fordeles geografisk slik at nettet ikke overbelastes og at det oppstår flaskehalsler,
- Økt kompleksitet og uforutsigbarhet gir nye utfordringer for driften av kraftsystemet, men digitaliseringen gir samtidig også mer styrbarhet og muligheter for å utnytte fleksibilitet i både kraftproduksjon, forbruk og energilager, og
- Det må være tilstrekkelig med reserver og fleksibilitet i systemet for å tåle forstyrrelser og unngå utfall.

En sårbarhetsanalyse av det nordiske kraftsystemet i 2004 (Doorman et. al., 2004) viser at det var middels risiko for energiknapphet, lav for effekt-knapphet, og middels for blackouts. Vi har tradisjonelt hatt en høy forsyningssikkerhet. I nåsituasjonen er det grunn til å tro at risikoen for både ekstraordinære hendelser, energi- og effektknapphet er økende. Den stramme kraftsituasjonen i Sør-Norge i 2022 med usikkerhet også i Europa vil kunne påvirke vår forsyningssikkerhet. NVEs rapport om effektbalansen (NVE, 2022) viser at vi kan forvente effektknapphet i Norge mot 2030, mens Statnett sine analyser viser at vi går mot kraftunderskudd i 2027.

Mer fornybar kraftproduksjon, høyere utnyttelse av strømnettet, et mer væravhengig kraftsystem og behov for fleksibilitet, overvåking og styring vil sette kraftsystemet på prøve. Vi må dermed forvente nye typer trusler og sårbarheter. Sjeldne og store hendelser vil kunne inntreffe i kraftsystemet, som følge av kompleksitet, klima-/værpåkjenninger, elektrifiseringen og digitaliseringen. Reduksjon i risiko framover mot 2030 og 2050 er avhengig av at vi gjør de riktige grepene nå.

### **Anbefalinger**

Vi har utformet følgende tre råd for å sikre oss at vi har kontroll på hvilken vei det går med forsyningssikkerheten:

1. Fremtidens kraftsystem, i et nullutslipps- og full-elektrisk samfunn, medfører et nytt risikobilde som det er viktig å forstå. De nye truslene og sårbarhetene må identifiseres.
2. Utviklingen i forsyningssikkerhet må overvåkes, for å kunne sikre at vi opprettholder et sterkt og motstandsdyktig kraftsystem. Siden kraftsystemet står foran betydelige endringer, kan vi ikke bare bruke historiske data til dette. Vi må tenke nytt rundt hvordan forsyningssikkerheten skal sikres.
3. Fremtidens kraftsystem trenger at vi vurderer forsyningssikkerhet helhetlig. Dette omfatter både energisikkerhet, effektsikkerhet, leveringspålitelighet og risikoen for ekstraordinære hendelser.



Elektrifisering av sektorer og prosesser som i dag er basert på fossil energi, er nødvendig for å nå klimamålene i 2030 og 2050. Forsyningsikkerhet er avgjørende for å lykkes med elektrifiseringen. Skal vi kunne opprettholde forsyningsikkerheten i årene som kommer, må de tre punktene ovenfor vies betydelig oppmerksomhet.







19. juni 2019, Schleswig-Holstein, Büsum: Enden av den 516 kilometer lange undervannskabel blir dratt i land av kabelleggingskipet "Boka Connector". NordLink er navnet på strømlinjen som for første gang koblet sammen strømmarkedene i Tyskland og Norge. Foto: Carsten Rehder / dpa



# KARBONPRISEN, KARBONGRENSESKATT OG NEGATIVE UTSLIPP

Karbonprisen er en viktig faktor for energiprisene. I 2021 og 2022 har vi sett hvordan høye karbonpriser også har påvirket kraftprisene. Industrien sin konkurransekraft påvirkes både av energiprisen og av kostnaden høy karbonpris medfører for direkte utslipp. For å ikke utsette industrien for urettferdig konkurranse, har den europeiske kommisjonen foreslått at EU innfører karbontollsatsler på import fra land med lavere karbonpriser enn EUs. Ordningen er kalt CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism.

Samtidig ser vi en voksende interesse for teknologier og forretningsmodeller for negative utslipp. Det finnes et sterkt voksende frivillig marked for CO<sub>2</sub>-fjerning, fordi noen bedrifter er interessert i å kompensere klimagassutslipp som er vanskelig å kutte med kjøp av 'klimakreditter' i det frivillige markedet for å nå sine netto-null mål. De fleste scenarier som viser hvordan vi kan nå 1,5- eller 2-gradersmålet baserer seg på negative utslipp.

## Hvordan virker CBAM og hvordan kan den utvikle seg framover

CBAM skal sørge for at kvoteplikten for europeiske produsenter ikke svekker deres konkurransevne til fordel for utenlandske produsenter, ettersom det ville forårsaket karbonlekkasje, dvs. at produksjon og utslipp flytter til land utenfor EU. Under CBAM vil eksportører til EU måtte kjøpe karbonsertifikater for sine klimagassutslipp. Prisen per utslipp skal tilsvare kvoteprisen i EU fratrukket eventuell karbonpris de betaler i sitt hjemland.

Hittil har EUs viktigste virkemiddel mot karbonlekkasje vært gratiskvoter til de mest konkurranseutsatte sektorene. Den vitenskapelige litteraturen peker imidlertid på at en *velutformet* CBAM vil være mer treffsikker og effektiv (Hoel, 1996; Fischer and Fox, 2012). Det ideelle systemet i så måte vil være et tollsystem som treffer alle utslippsendringer i utlandet med tilsvarende karbonpris som i EU. I utformingen må EU imidlertid avveie treffsikkerhet mot gjennomførbarhet. Fire praktiske valg EU må ta er:

- i. **Omfanget** («Scope») av karboninnhold, dvs. om tollene skal dekke alle utslipp som indirekte følger av importen, eller kun de direkte utslippene hos eksportøren. Kommisjonen har i sine lovforslag poengtert at utslipp fra elektrisitetsforbruket hos eksportøren burde inkluderes, siden de potensielt er store. Likevel har man i første fase foreslått å holde seg til de direkte utslippene.
- ii. **Teknologi**, dvs. hvor langt man skal gå i å kreve verifisering av utslippsintensiteten til produksjonsteknologien som er brukt. Ideelt bør faktisk teknologi for det aktuelle varepartiet legges til grunn, men opplysningene kan være kostnadskrevende å få tak i. Det er enklere å bruke statistikk over varenes gjennomsnittsteknologier, enten for importen som helhet, for det aktuelle eksportlandet eller for EU. Det siste er enklest å fremskaffe. Böhringer mfl. (2017) viser at å bruke varepartiets faktiske karboninnhold er vesensforskjellig fra gjennomsnittsløsningene. Ikke bare treffer det riktig, men eksportbedriften får insentiver til å forbedre sin utslippsteknologi. Kommisjonens forslag er at man legger gjennomsnittet for EUs 10% mest utslippsintensive produksjon i sektoren til grunn, med mindre eksportøren velger å verifisere teknologien som faktisk er brukt.
- iii. **Dekning**, dvs. hvilke varer som skal dekkes. Kommisjonen har foreløpig kun inkludert jern og stål, aluminium, sement, gjødsel og elektrisitet, men peker på at alle kvotepliktige varer bør inn i systemet. Böhringer mfl. (2012) viser at selv med alle kvotepliktige varer inne, fanges bare ca. 40% av de utenlandske utslippene opp. Det mest treffsikre ville vært å inkludere all import av varer og tjenester. Selv om utslippsintensiteten typisk er lav for varer utenfor kvotemarkedet, så er importvolumene store.
- iv. **Marked**, dvs. om bare den internasjonale konkurransen i EUs markeder skal utjevnes eller også den i markedene utenfor EU. Importtoll vil bare påvirke konkurransebetingelsene i EU-markedene. Bedrifter som møter mindre klimapolitisk re-



gulerte konkurrenter utenfor EU, drar ikke nytte av CBAM. For en symmetrisk behandling bør eksporten fritas fra kvoteprising. Kommisjonen har ikke gått inn for slik eksportrabatt, siden det kan tolkes som en konkurransevridende subsidiering av bedriftene, noe reglementet i Verdens handelsorganisasjon forbyr.

EUs pragmatiske løsninger reflekter at det er mange avveininger. Jo mer kostnadseffektivt og treffsikkert CBAM-systemet utformes, jo mer komplekst og administrativt dyrt blir det. I tillegg står mange politiske hindringer i veien for de mest treffsikre systemene. Først og fremst er CBAM kontroversielt fordi kostnadsøkningene vil ramme verdens fattigere land. Samtidig, så lenge gratiskvotene beholdes, får EU-bedriftene dobbelt beskyttelse. Bedriftene i Norge og EU arbeider likevel hardt for å beholde gratiskvotene, fordi de beskytter eksporten deres. Uten disse kan europeiske bedrifter tape på CBAM, paradoksalt nok fordi tollene gir de økte importpriser, men uten beskyttelse på eksportmarkedene.

Et annet kontroversielt tema er den eksisterende ordningen med CO<sub>2</sub>-kompensasjon. Konkurrentene til EU er skeptiske til en videreføring, fordi den subsidierer europeiske bedrifter som får elektrisitetsprisøkninger som følge av økt kvotepris. Så lenge CBAM ikke dekker indirekte utslipp fra elektrisitetsinnsats hos konkurrentene, argumenterer mange EU-land og Norge for å beholde ordningen.

De mange konfliktene og dilemmaene knyttet til CBAM-ordningen har vanskeliggjort veien fram til endelige beslutninger i EU. Før årsskiftet 2022/2023 ble imidlertid forhandlingene mellom Kommisjonen, Rådet og Parlamentet for alle praktiske formål gjennomført. Det gjenstår noen formaliteter før EU beslutter hvordan mekanismen skal utformes i introduksjonsfasen, og hvilke reformer en vil innføre framover. Tiden vil vise om motstridende interesser mellom EU og handelspartnerne vil føre til nye hindringer.

## CO<sub>2</sub>-fjerning og karbonpriser i det frivillige markedet

Ifølge IPCCs rapport om 1,5 C grader klimamålet (fra 2018) og Norges og mange andre lands mål om 'netto-null' utslipp av klimagasser eller klimanøytralitet vil det være et stort behov for CO<sub>2</sub>-fjerning over de neste tiårene for å kunne nå målet i Parisavtalen. Men politikken ligger langt på etterskudd av vitenskapen. Både når det gjelder standardisering av metoder for å regne på og rapportere CO<sub>2</sub>-fjerning, forretningsmodeller som gjør det interessant for næringslivet å delta, og hvordan CO<sub>2</sub>-fjerning kan kobles til EUs klimapolitikk, spesielt kvotesystemet, og til mekanismene for å utveksle utslippsreduksjoner mellom land i Parisavtalen. EU arbeider med en ordning for CO<sub>2</sub>-fjernings sertifikater, der et forslag kan komme i løpet av 2022. Et spørsmål blir hvordan CO<sub>2</sub>-fjerning skal prises sammenlignet med unngåtte eller kuttete CO<sub>2</sub>-utslipp fordi effekten på CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i atmosfæren ikke er lik.

Siden CO<sub>2</sub>-fjerning ikke har en verdi i formelle systemer eksisterer det ingen reelle forretningsmodeller for negative utslipp enda. I de formelle markedene er reduserte utslipp ved hjelp av karbonfangst og -lagring godkjent. Slike prosjekter kan også være en del av det frivillige markedet, men interessen har vært størst for CO<sub>2</sub>-fjerning. Det finnes ingen omforent standard for klimakreditter basert på CO<sub>2</sub>-fjerning, men flere standarder som er utviklet av forskjellige organisasjoner, som 'Verra Verified Carbon Standard' og 'Gold Standard'. De fleste av de kreditt-produserende prosjektene er basert på skogplanting og den nest største kategorien er fornybar energi. Det er stor innovasjonstakt i denne bransjen med mange nye firmaer som utvikler teknologier og prosjekter for salg. Det frivillige markedet kan ikke erstatte de formelle kvotemarkedene i EU og under Parisavtalen samt nasjonal karbonprising, men kan supplere disse og erfaringene kan påvirke utviklingen av regler i de formelle markedene. Karbonprisen i det frivillige markedet er bare på rundt 1/10 av prisen i de formelle markedene. Prisen er stort sett høyere for skogprosjektene enn for fornybar energi prosjektene. For Norge er de mest aktuelle teknologiene for CO<sub>2</sub>-fjerning knyttet til forbrenning av biogent

avfall med karbonfangst, bygninger i massivtre, og lagring av karbon i mursteiner laget av kalsiumkarbonat.

### **Anbefalinger**

Selv om CBAM motvirker karbonlekkasje, er effektene temmelig moderate. Utforminger som øker effektiviteten, øker også administrative og politiske kostnader. Effekten blir vesentlig forbedret om konkurrentene får insentiver til å redusere sine utslipp. Et slikt insentiv ligger inne for bedrifter som har lavere utslipp enn EUs 10% mest utslippsintensive og som enkelt kan verifisere dette. Men paradoksalt nok får ikke bedrifter med de høyeste utslippene slike insentiver, selv om det hos disse ville vært både billigst og mest utslagsgivende for utslippene å få til teknologiske forbedringer. Her kan EU vurdere om de kan bidra, for eksempel gjennom UNFCCCs virkemidler for teknologioverføringer og finansiering.

EUs lave ambisjoner når det gjelder å utjevne konkurransen for eksportbedriftene sine, er en alvorlig svakhet ved CBAM. På dette området virker gratiskvoteordningen av i dag bedre. Skal man unngå at den videreføres sammen med CBAM, vil det være nødvendig å jobbe videre med forholdet til Verdens handelsorganisasjon på dette punktet.





Solkraft og annen fornybar energi, samt et ekstremt lavt energiforbruk, sørger for at Powerhouse Brattørkaia i Trondheim, landets største nybygde pluss hus, gjennom driftsfasen generer mer energi enn det som ble bruk til produksjon av byggematerialer, oppføring, drift og avhending av bygget. Foto: Lucas Friedrich / Unsplash



## KILDER

- Aigner, T. (2013). System impacts from large scale wind power (Doctoral dissertation). Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- Backe, S., Kara, G., & Tomasgard, A. (2020). Comparing individual and coordinated demand response with dynamic and static power grid tariffs. *Energy*, 201, 117619. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117619>
- Böhringer, C., Bye, B., Fæhn, T., & Rosendahl, K. E. (2012). Alternative designs for tariffs on embodied carbon: A global cost-effectiveness analysis. *Energy Economics*, 34(Supplement 2), S143-S153. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.020>
- Böhringer, C., Bye, B., Fæhn, T., & Rosendahl, K. E. (2017). Targeted carbon tariffs: Export response, leakage and welfare. *Resource and Energy Economics*, 50, 51-73. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2017.06.003>
- Doorman, G., Kjølle, G., Uhlen, K., Huse, E. S., & Flatabø, N. (2004). Vulnerability analysis of the Nordic Power System, Report to the Nordic Council of Ministers, SINTEF Energi, TR A5968.
- Espgren, K., & Rosenberg, E. (2022, 29. september). Det norske energisystemet. Energiframskrivninger mot 2050. Energisituasjonen i Europa - hva nå? [Video]. YouTube. <https://youtu.be/xU2z-ADfyFo>
- European Commission. (2021). Fit for 55: delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>
- European Commission. (2023, 14. februar). REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe. Hentet fra [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs\\_22\\_3133](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_22_3133)
- Fischer, C., & Fox, A. K. (2012). Comparing policies to combat emissions leakage: Border carbon adjustments versus rebates. *Journal of Environmental Economics and Management*, 64(2), 199-216. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2012.01.005>
- Heide, D. (2010). Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy*, 35(11), 2483-2489. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.012>
- Hoel, M. (1996). Should a carbon tax be differentiated across sectors? *Journal of Public Economics*, 59(1), 17-32. [https://doi.org/10.1016/0047-2727\(94\)01490-6](https://doi.org/10.1016/0047-2727(94)01490-6)
- Holttinen, H., Kiviluoma, J., Helistö, N., Levy, T., Mennemlis, N., Jun, L., Cutululis, N., Koivisto, M., Das, K., Orth, A., Eriksen, P. B., Neau, E., Bourmaud, J-Y., Dobschinski, J., Pelling, C., von Roon, S., Guminski, A., Flynn, D., Carlini, E. M., ... Klonari, V. (2021). Design and operation of energy systems with large amounts of variable generation: Final summary report, IEA Wind TCP Task 25. VTT Technical Research Centre of Finland. VTT Technology No. 396 <https://doi.org/10.32040/2242-122X.2021.T396>
- IEA (2022), Renewables 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>, License: CC BY 4.0
- Kjølle, G., Pley, A. (2022). Hvor sårbart er vårt elektriske kraftsystem. SINTEF/NTNU, Arendalsuka 2022. [www.sintef.no/globalassets/sintef-energi/arendalsuka/2022/forsyn-ingssikkerhet\\_lr.pdf](http://www.sintef.no/globalassets/sintef-energi/arendalsuka/2022/forsyn-ingssikkerhet_lr.pdf)
- Korpås, M., & Botterud, A. (2020). Optimality Conditions and Cost Recovery in Electricity Markets with Variable Renewable Energy and Energy Storage (CEEPR Working Paper). Hentet fra MIT Center for Energy and Environmental Policy Research: <https://ceep.mit.edu/files/papers/2020-007.pdf>
- Lindberg, K., Dyrendahl, T., Doorman, G., Korpås, M., Øyslebø, E., Endresen, H., & Skotland, C. (2016). Large scale introduction of Zero Energy Buildings in the Nordic Power System. 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 1-7. doi: <http://dx.doi.org/10.1109/EEM.2016.7521303>

Mo, B., Wolfgang, O., & Naversen, C. Ø. (2022). Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022 - Del 1 Magasindisponering høsten 2021 (SINTEF rapport 2022:0095). <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/3029795/2022-00995.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

NVE (2019, 17. september). Samlet energibruk. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/energibruk/samlet-energibruk/>

NVE (2022). Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030. [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022\\_20.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf)

Sandberg, N. H., Lien, S. K., Lindberg, K. B., & Sartori, I. (2022). Mål om 10 TWh energisparing i bygningsmassen. Praktisk økonomi & finans, 38(1), 4-22. <https://doi.org/10.18261/pof.38.1.2>

SolarPower Europe (2022): European Market Outlook for Solar Power 2022-2026.

Tande, J.O.G. (2022, august 15). Ulike vindforhold: Slik bør vi bygge 30 GW havvind i Norge [Blog post]. SINTEF. <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/30-gw-havvind-i-norge/>

Tande, J.O.G., & Vogstad, K. (1999). Operational implications of wind power in a hydro based power system. EWEC 1999.

THEMA-Rapport (2021-07): Verdiskaping og ringvirkninger av solkraftutbygging i Norge mot 2040. <https://www.solenergiklyngen.no/wp-content/uploads/2021/08/TE-21-07-Verdiskaping-og-ringvirkninger-av-solkraftutbygging-i-Norge-mot-2040.pdf>



Nicola Ferrari RF / Alamy