



Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi

På oppdrag fra NORWEA
april, 2019

THEMA Rapport 2019-05

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	NWA-19-01	Rapportnavn:	Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi
Prosjektnavn:	Grønn omstilling og landbasert vindkraft i Norge – En studie av verdiskaping og samfunnsøkonomi	Rapportnummer:	2019-05
Oppdragsgiver:	NORWEA	ISBN nr.	978-82-8368-047-8
Prosjektleder:	Marius Holm Rennesund	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Anders Lund Eriksrud, Eivind Magnus, Adrian Mekki, Berit Tennbakk, Linn Skaret-Thoresen, Lisa Zafoschnig	Ferdigstilt:	25.04.2019

Brief summary in English

In this study, THEMA has looked at partial effects on power prices of investments in onshore wind and direct benefits for the industry in terms of employment effects and value creation, as well as the importance of wind power development for European climate goals.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

1	KOSTNADSUTVIKLINGEN FOR LANDBASERT VIND OG NORSK VINDKRAFTS KONKURRANSEEVNE	6
1.1	Investeringskostnadene for vindkraft har endret seg over tid	6
1.1.1	Turbinkostander	6
1.1.2	Utviklingen i Levelised Cost of Energy (LCOE)	7
1.1.3	Vindforhold og driftstid	8
1.1.4	Finansieringskostnader	10
1.2	LCOE variere mellom ulike områder i Norge og Europa	11
1.2.1	LCOE i Norge har falt over tid, samtidig som de realiserte prosjektene blir større 11	
1.2.2	Kostnadene for vindkraft er lave i Norge sammenlignet med resten av Europa. 15	
1.3	Vindkraftutbygging og nordiske kraftpriser	17
1.3.1	Langsiktig prisutvikling	17
1.3.2	Virkningene av vindkraftinvesteringer på prisnivå	18
1.3.3	Prisvolatiliteten	19
1.3.4	Vindkraftutbyggingen fører til eksport av kraft	20
2	SAMFUNNSØKONOMISK VERDI AV VINDKRAFTVERK I NORGE	22
2.1	Landbaserte vindkraftprosjekter i Norge bidrar til sysselsetting og verdiskaping både lokalt, regionalt og nasjonalt	22
2.1.1	Metode	22
2.1.2	Datagrunnlag	23
2.1.3	Resultater	25
2.2	Verdiskapings- og sysselsettingseffekter i Europa av norske vindkraftinvesteringer 26	
2.2.1	Import utgjør en betydelig andel av investerings- og driftskostnadene for norske vindkraftprosjekter	26
2.2.2	... noe som gjør at norske vindkraftverk dermed også skaper sysselsetting utenfor Norge. 26	
3	PERSPEKTIVER FOR NORSK INDUSTRI SOM FØLGE AV NORSK VINDKRAFTUTBYGGING	28
3.1	Stor interesse fra norske og internasjonale investorer for å investere i landbasert vindkraft i Norge.	28
3.1.1	Hvorfor investeres det i norsk vindkraft?	28
3.2	Betydningen for industrien	33
3.2.1	Kraftintensiv industris følsomhet for elpriser	33
3.3	Kraftintensiv industris ringvirkninger	37
3.3.1	Innledning	37
3.3.2	Direkte virkninger for verdiskaping og sysselsetting	38

3.3.3	<i>Indirekte virkninger</i>	39
4	VINDKRAFTENS BETYDNING FOR Å NÅ NORSKE OG INTERNASJONALE KLIMAMÅL	41
4.1	Norsk og Europeisk klimapolitikk	41
4.1.1	<i>Ambisiøse mål for kutt i klimagassutslipp i EU</i>	41
4.1.2	<i>Mål for norske utslippskutt og elektrifisering og vindkraft som tiltak</i>	41
4.1.3	<i>I EU diskuteres nå en heving av klimamål for 2030 og 2050 – vil trolig også øke ambisjonsnivået i Norge</i>	42
4.2	Betydningen av EUs fornybarmål for utbygging av fornybar kraft i Norge	42
4.2.1	<i>EU har satt et nytt fornybarmål for 2030 – usikkert om Norge også skal ha det</i>	42
4.2.2	<i>Press for å åpne nasjonale støtteordninger for prosjekter i andre land</i>	43
4.3	Vindkraftens rolle i omleggingen av det europeiske kraftsystemet	43
4.4	Vindkraftens påvirkning på kvotemarkedet	45
	REFERANSELISTE	48

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Gode vindforhold kombinert med et kraftig kostnadsfall gjør at investeringer i vindkraft på land i Norge er svært attraktive. Vindkraftinvesteringene gir lokale virkninger i form av økt sysselsetting og verdiskaping i områdene der den bygges, men også ellers i Europa der turbinene produseres. Vindkraftprosjektene i Norge realiseres ofte ved bruk av langsiktige kraftavtaler med industrien, noe som sikrer sysselsetting og høy verdiskaping i norsk kraftkrevende industri. Lønnsom vindkraft bidrar videre til en kostnadseffektiv gjennomføring av europeiske klimamål på mellomlang sikt. Vindkraftkostnadene forventes å være en bestemmende faktor kraftprisen på lang sikt. Det kraftige prisfallet for vindkraft gjør at betydelige mengder utslippsfri kraft kan produseres til overkommelige priser. Dermed gir vindkraftindustrien viktige bidrag til den økonomiske utviklingen både i Europa og i verden for øvrig innenfor rammen av et lavkarbonsamfunn.

Fallende kostnader

Kostnaden for vindturbiner, som utgjør i størrelsesorden 65-75 prosent av investeringskostandene for et vindprosjekt, har falt jevnt de siste ti årene. Mens en vindturbin på land kostet rundt 15 millioner kroner pr. MW i 2009, ligger den observerte kostnaden for norske prosjekter i dag på mellom syv og åtte millioner kroner pr. MW, hvilket representerer en halvering av kostnadene på ti år. Kostnadsreduksjonene skyldes hovedsakelig stordriftsfordeler og at effektkapasiteten pr. vindmølle har økt raskere enn kostnadene. Når vindkraftparkene plasseres i områder med gode vindforhold, er vindkraft på land konkurransedyktig uten støtteordninger sammenlignet med andre produksjonsteknologier, inkludert vannkraft. Det skjer også en utvikling av offshore vindteknologi. Bunnfast offshore vind er per i dag billigst. Det forventes at kostnadene for bunnfast og deretter flytende offshore vind vil falle ned mot et konkurransedyktig nivå etter hvert som nye fullskala testanlegg utvikles.

Konkurransesposisjon for norske vindkraftverk

Norge har en gunstig posisjon for å utvikle landbasert vindkraft på grunn av svært gode vindressurser. Sammenligner vi kostnaden for vindkraft i Norge med kostnadene for tilsvarende anlegg i andre europeiske land, kommer norske prosjekter svært godt ut. Det vannkraftbaserte norske kraftsystemet med stor regulerbarhet gjør dessuten at norsk vindkraft kan realisere en høyere gjennomsnittspris enn tilsvarende anlegg i andre land der kraftsystemet er mindre fleksibelt. Den fleksible norske vannkraften gjør at energi kan lagres til en lav kostnad i perioder med høy vindkraftproduksjon slik at en unngår perioder med svært lave kraftpriser. Norske prosjekter kan dermed nyte godt av relativt lave kostnader i kombinasjon med høye inntekter sammenlignet med prosjekter i andre deler av Europa.

Prisvirkninger

Vi har brukt THEMAs europeiske kraftmarkedsmodell til å beregne prisvirkningene av vindkraftutbyggingen i Norge. Vi legger THEMAs prognose for den norske vindkraftutbyggingen til grunn, som innebærer en total energiproduksjon i norske vindkraftverk på 32 TWh i 2030. De norske utbygde og besluttede vindkraftinvesteringene vil gi en kraftpris i 2030 som er om lag fem øre/kWh lavere enn i tilfellet uten vindkraft. Videre utbygging opp til totalt 32 TWh vindkraft fører til at kraftprisen presses ned med ytterligere åtte øre/kWh i vårt hovedscenarie og 6 øre/kWh i et scenarie med omfattende elektrifisering av Norge. Totalt gir dette henholdsvis 13 øre/kWh og 11 øre/kWh lavere kraftpris i 2030 i de to scenariene enn om vi ikke hadde hatt noen vindkraftutbygging i Norge. Det er imidlertid viktig å understreke at simuleringen bygger på en forutsetning om at bortfallet av vindkraftproduksjon ikke ville ha blitt erstattet av andre prosjekter.

Virkninger for lokal, regional og nasjonal verdiskaping

Utbygging og drift av landbaserte vindkraftverk har betydelige sysselsettings- og verdiskapingseffekter både lokalt, i Norge og i utlandet gjennom import av varer og tjenester. Rundt 20 prosent av prosjektkostnadene går til lokale aktører, særlig innen bygg og anlegg, 11 prosent til

regionale og 11 prosent til nasjonale aktører. Resten er import, der vindturbinene utgjør en vesentlig del. Basert på innhentede data fra to vindkraftparker under utbygging, samt tidligere analyser av noe eldre vindkraftverk, har vi beregnet nøkkeltall for verdiskaping og sysselsetting. Vi finner at vindkraftverk i snitt gir om lag 2 årsverk og 2,2 millioner kroner pr MW produksjonskapasitet. For et tenkt vindkraftprosjekt på 330 MW gir det 367 årsverk lokalt, 198 årsverk regionalt og 166 årsverk nasjonalt.

Ringvirkninger i andre land

Vi ser videre at import utgjør over halvparten av de samlede prosjektkostnadene i et vindkraftprosjekt på land. Vi finner at sysselsettingen utenfor Norge vil være om lag på 2,0 årsverk/MW knyttet til bygging av vindturbinene. Basert på dette nøkkeltallet vil et gjennomsnittlig, landbasert vindkraftprosjekt på 330 MW i Norge generere omkring 660 årsverk i utlandet. Det er viktig å poengtere at variasjonen mellom ulike prosjekter når det gjelder kostnadsnivå, bruk av lokale ressurser og produksjon gjør at disse resultatene trolig vil være misvisende for enkeltprosjekter.

PPA-kontrakter og industriens konkurranseevne

Vi har over de siste årene sett at utenlandske investorer med relativt lave avkastningskrav investerer i norske vindkraftprosjekter og sikrer sin kontantstrøm ved å inngå langsiktig kraftavtaler (PPA) med norsk industri. Ved å investere i Norge får investorene tilgang på gode prosjekter med en relativt lav kostnad og en motpart gjennom norsk industri som er villig til å avlaste risiko mot en lavere forventet kraftkostnad. For en del investorer er det en tilleggsmotivasjon å skaffe seg direkte adgang til fornybar kraftproduksjon av profileringshensyn. Dette kan tenkes å forklare deres lavere avkastningskrav.

I de siste årene har vi sett en vekst i antall inngåtte PPA'er i Norden. Disse har hovedsakelig vært knyttet til spesifikke vindprosjekter. Ifølge WindEurope, har europeiske selskaper signert nesten 5 GW med PPAer tilknyttet vindprosjekter siden 2014. I 2018 ble det inngått PPAer på om lag 1,5 GW knyttet til vindprosjekter, hvorav over halvparten ligger i Norge og Sverige.

På generell basis fremhever norsk industri at interessen for å tilby PPAer tilknyttet vindkraftprosjekter i Norge har økt konkurransen i det langsiktige kontraktmarkedet. I tillegg sikres en langsiktig kraftforsyning basert på ny fornybar kraftproduksjon. Både mer konkurranse i kontraktmarkedet og tilgang på langsiktig kraft knyttet til nye fornybare energikilder øker attraktiviteten av Norge som et vertsland for den kraftintensive industrien.

Industriens betydning

Den kraftintensive industrien har lange tradisjoner i Norge og ligger langt framme teknologisk og har gjennom mange årtier bygget opp et sterkt kompetansemiljø som bidrar til at bedriftene kontinuerlig gjennomfører forbedringer av teknologi og driftsmodeller. Dette har vært en viktig forutsetning for at industrien har kunnet møte den internasjonale konkurransen. Den kraftkrevende industrien har stått sentralt i industrialiseringen av Norge og betyr mye for en rekke regioner og lokalsamfunn.

Vi finner at industrien per GWh kraftforbruk oppnår et bruttoprodukt på 0,73 millioner kroner og sysselsetter 0,48 årsverk. Produksjonen i industrien gir imidlertid også indirekte virkninger i leverandørindustrien (kryssløpsvirkninger) og indirekte virkninger i resten av økonomien (konsumvirkninger). Totalt finner vi at hver TWh elektrisitet brukt i den kraftintensive industrien i gjennomsnitt gjennom direkte og indirekte virkninger gir 1150 arbeidsplasser i Norge. Den totale sysselsettingseffekten av virksomheten til den kraftintensive industrien, direkte og indirekte, er beregnet til ca. 42000 årsverk.

Vindkraft som klimatiltak

Det er sådd tvil om hvorvidt investeringer i fornybar kraftproduksjon i Norge er et lønnsomt klimatiltak eller bidrar til å undergrave kvotemarkedet som klimavirkemiddel. Utbygging av fornybar kraftproduksjon – hovedsakelig vind- og solkraft – blir ofte trukket fram som en viktig forklaring til akkumuleringen av overskuddskvoter og en lav kvotepris. På den annen side blir det hevdet at

utslippsreducerende tiltak i kvotepliktig sektor i Norge ikke reduserer utslippene i Europa fordi sparte kvoter ett sted, gir økte utslipp et annet sted i systemet. Disse to argumentene medfører ikke riktighet.

Lønnsom vindkraftutbygging kan sees på som et kostnadseffektivt klimatiltak ved at det blir billigere for Europa å oppnå klimamålene. Alt annet like vil riktignok utbygging av vindkraft føre til lavere kvotepris. Det kan imidlertid ikke sees på som en undergraving av kvotemarkedet, men som et uttrykk for at klimamålene nås med minst mulig ressursbruk. I neste omgang kan vindkraftutbyggingen føre til at det blir lettere å stramme til kvotetaket ytterligere, dvs. øke ambisjonsnivået i klimapolitikken uten at det får skadelige virkninger på europeisk økonomi og industri. På lang sikt vil kvoteprisens betydning i kraftmarkedet svekkes fordi en må anta at fossil kraftproduksjon i stor grad fases ut av markedet. Fallende kostnader for vindkraft slår derfor gjennom ved at den bestemmer det langsiktige nivået for kraftprisen og at vi samtidig kan produsere utslippsfri kraft til overkommelige priser. Dermed gir vindkraftindustrien viktige bidrag til den økonomiske utviklingen både i Europa og i verden for øvrig innenfor rammen av et lavkarbonsamfunn.

Om studien:

I studien har THEMA sett på partielle effekter på kraftpris og direkte nyttevirksomheter for industrien i form av sysselsettingseffekter og verdiskaping, samt betydningen av vindkraftutbygging for europeiske klimamål. I en bred samfunnsøkonomisk analyse er det også viktig å ta hensyn til de lokale miljømessige virkningene av vindkraftutbyggingen. Disse effektene må veies opp mot nyttevirksomheten. Miljømessige konsekvenser vil i stor grad være prosjektspesifikke og skal tas hensyn til i NVEs konsesjonsbehandling, samt i deres nasjonale ramme for vindkraft på land. Det er imidlertid viktig at utbyggingen skjer så skånsomt som mulig og at utbyggerne samarbeider tett med lokale myndigheter for å finne gode miljømessige løsninger.

1 KOSTNADSUTVIKLINGEN FOR LANDBASERT VIND OG NORSK VINDKRAFTS KONKURRANSEEVNE

1.1 Investeringskostnadene for vindkraft har endret seg over tid

1.1.1 Turbinkostander

Kostnaden for vindturbiner, som utgjør i størrelsesorden 65-75 prosent av investeringskostnadene for et vindprosjekt, har falt jevnt de siste ti årene, bare avbrutt av en kort, midlertidig oppgang i 2009. Mindre prisfluktasjoner fra år til år skyldes hovedsakelig strammere markedsbalanse eller endringer i råvareprisene. Kostnadsreduksjonene skyldes hovedsakelig stordriftsfordeler og at effektkapasiteten pr. mølle har økt raskere enn kostnadene.

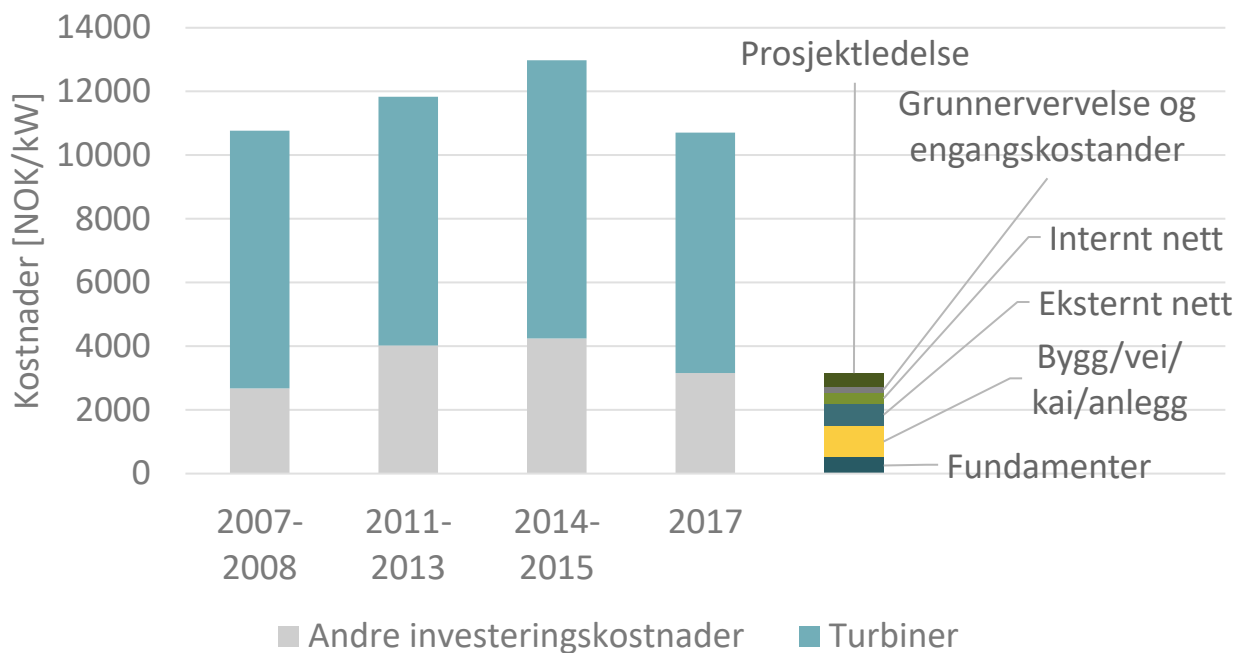
I 2018 gikk den globale prisindeksen for vindturbiner under 1 million USD pr. MW for første gang. Som vist i Figur 1 er turbinprisen norske vindkraftprosjekter har betalt omtrent 15% lavere enn gjennomsnittet på verdensbasis.

Figur 1 Historiske turbinpriser globalt og i Norge



Kilde: <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>

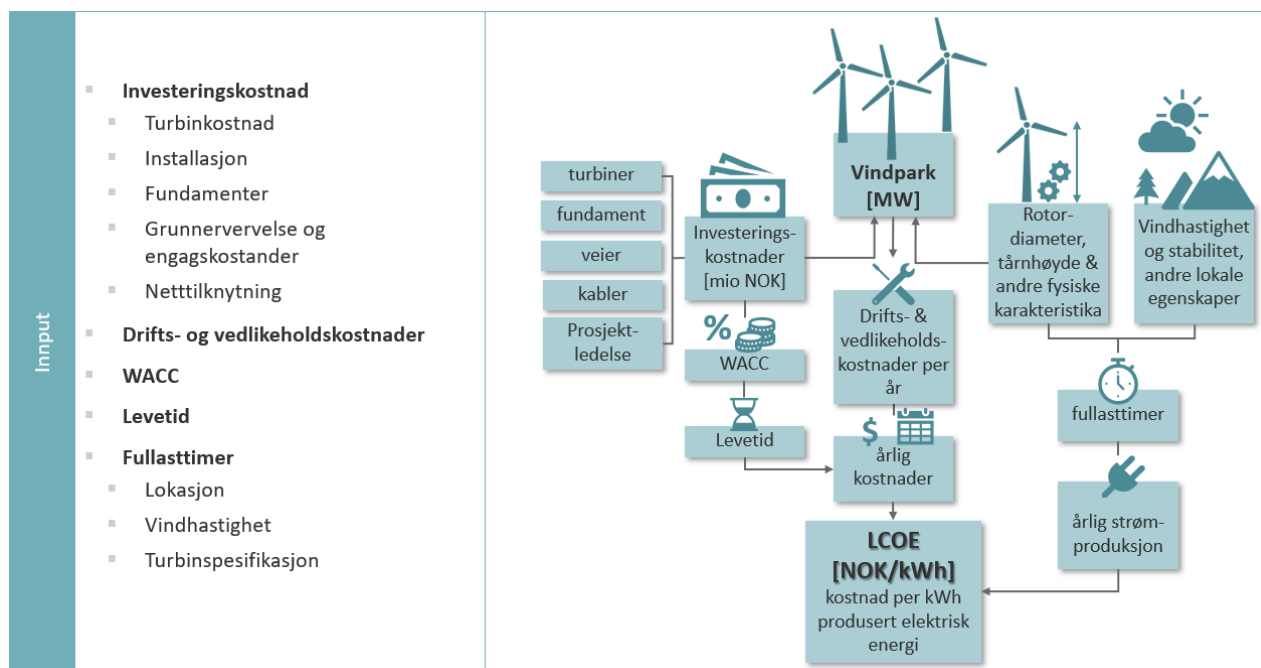
I henhold til NVE har investeringskostnadene for vindkraft i Norge ligget på i størrelsesorden 10.000 – 13.000 kr/MW siden 2007, se Figur 2. Andre kostnader som inkluderer fundament, kabling, prosjektledelse og kostnad for areal kan variere sterkt fra ett prosjekt til et annet. I norske prosjekter er det ofte mange kilometer med veier som skal bygges for å få tilgang på det aktuelle området. Siden det historisk har vært relativt få prosjekter som er realisert per år, ser vi store svingninger i gjennomsnittlig investeringskostnad i Norge. For 2018 estimerer NVE en investeringskostnad på 10.678 kr/kW. Sammenlignet med andre land i Europa og det europeisk gjennomsnittet på 1450 €/kw er investeringskostnadene relativt lave i Norge.

Figur 2 Historiske kostnader for vind i Norge

Kilde: <https://www.nve.no/Media/6950/nasjonal-ramme-for-vindkraft-LCOE-kart.pdf>

1.1.2 Utviklingen i Levelised Cost of Energy (LCOE)

LCOE gir levetidskostnaden til et prosjekt delt på den totale produksjonen over vindparkens levetid. For et vindprosjekt avhenger LCOE av flere kostnadskomponenter som investeringskostnaden (CAPEX), drifts og vedlikeholdskostnader (OPEX), kapitalkostnader (WACC) og ytelsesindikatorer som antall fullasttimer (FLH) og turbinkapasitet. I Figur 3 ser vi en skjematisk fremstilling av LCOE-beregningene.

Figur 3 Skjematisk fremstilling av komponenten i LCOE

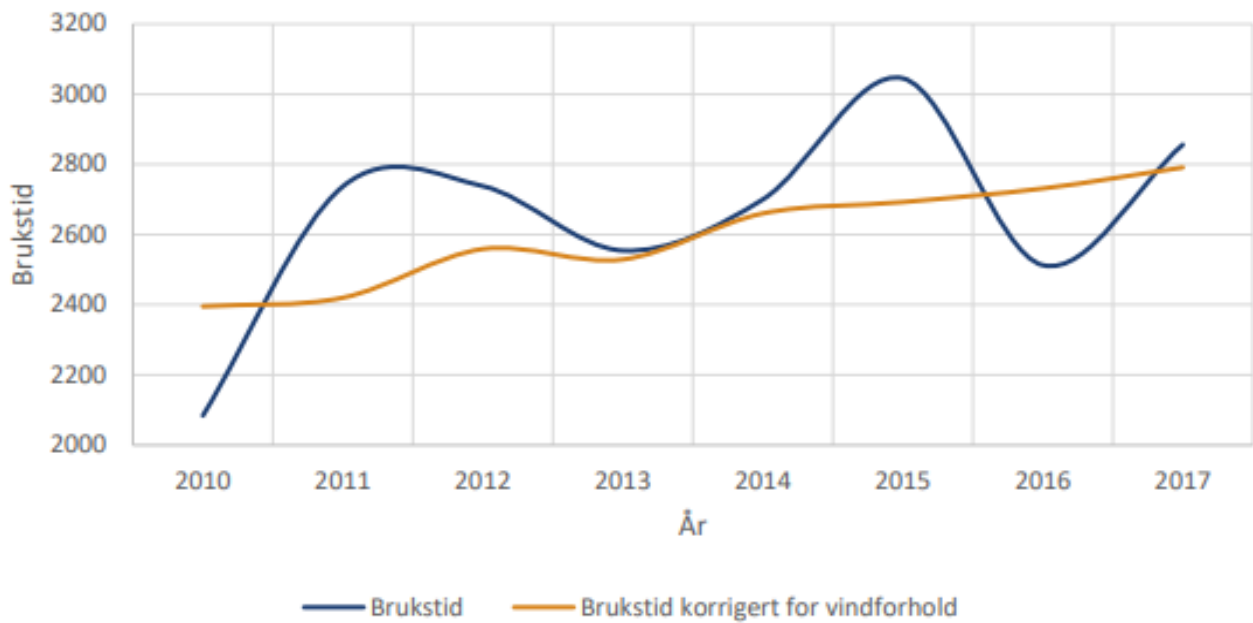
Kilde: <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjssiden-om-vindkraft/OEkonomi>

1.1.3 Vindforhold og driftstid

Norge har en gunstig posisjon for å utvikle landbasert vindkraft på grunn av svært gode vindressurser. Norge har områder med de høyeste målte vindhastighetene i Europa. Disse områdene er hovedsakelig langs kysten på Vestlandet, noen områder sør i Norge og i Finnmark. I deler av landet kan vindhastigheten i gjennomsnitt nå 9 m/s, som kan sammenlignes med det man finner offshore. Mange områder har en middelvind på 6,5-7,5 m/s, som i resten av Europa kun oppnås i Storbritannia og Danmark.

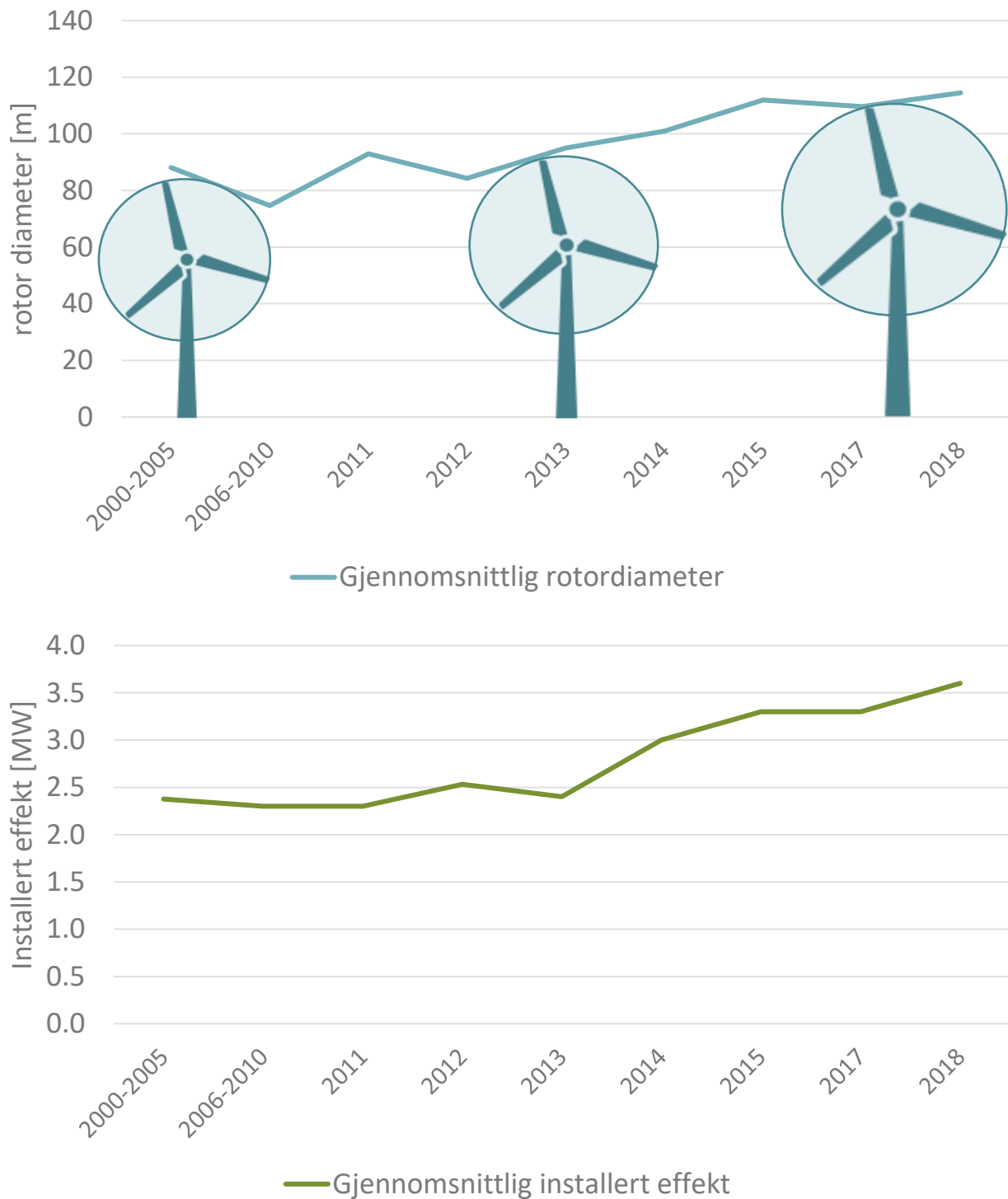
Vindhastigheten er en viktig faktor, men denne må omsettes i kraft. En måte å måle dette på er antall fullasttimer. Antall fullasttimer angir hvor mange timer turbinen må gå på full last for å dekke den årlige produksjonen. Foruten Storbritannia og Danmark er Norge blant landene med høyeste antall fullasttimer. Beveger man seg sørover i Europa faller antallet fullasttimer.

Vi har observert en økning i antall fullasttimer i Norge de siste årene. I Figur 4 viser den blå kurven faktisk antall fullsttimer i Norge, mens den oransje viser det samme korrigert for vindforholdene.

Figur 4 Antall fullasttimer for Norsk vindkraft

Kilde: <https://www.nve.no/Media/6950/nasjonal-ramme-for-vindkraft-LCOE-kart.pdf>

Rotordiameteren er en begrensende faktor for å oppnå høy effekt på vindkraftturbinen. Det er også en av de få parameterne som kan påvirkes direkte av turbiningeniøren. Betydningen av rotordiameteren har ført til en global trend med installasjon av større og kraftigere turbiner. Siden den første installasjonen av et vindkraftverk i Norge er det installert høyere og kraftigere vindmøller, som vist i Figur 5. Den gjennomsnittlige rotordiameteren for nye installasjoner har økt til over 100 m, ledsaget av en økning i nominell effekt. I 2018 var den gjennomsnittlige nominelle effekten på nyinstallerte landbaserte turbiner Norge på 3.9 MW og det er i dag parker med 4.2 MW turbiner under bygging noe som er høyere enn i andre europeiske land.

Figur 5 Turbinstørrelse og nominell effekt per turbin

Kilde: Wind in Power (2017), Wind Europe; NVE

1.1.4 Finansieringskostnader

Kapitalkostnaden påvirker den beregnede LCOE. Weighted Average Cost of Capital (WACC) vil variere fra selskap til selskap, og dermed fra prosjekt til prosjekt. Vi har sett en trend mot lavere WACC i norske vindkraftinvesteringer de siste årene. Det er flere grunner til dette:

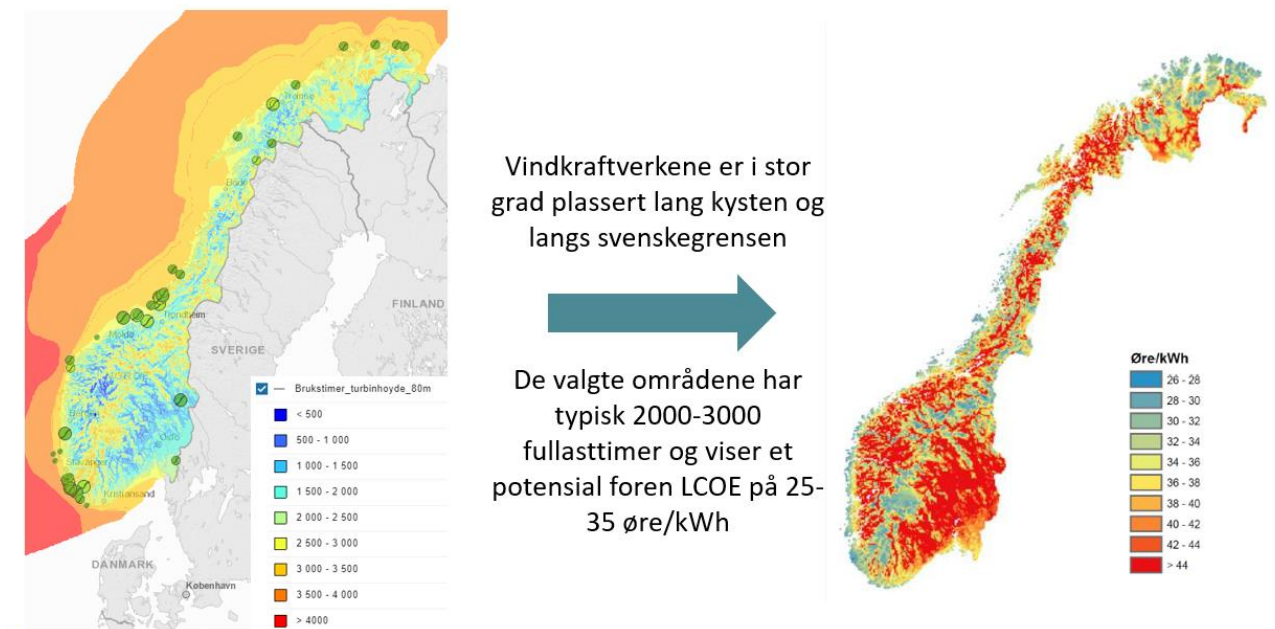
1. **Lavere risikofri rente.** Utviklingen i internasjonale nøytrale realrenter, implisitt rentesatser og strukturelle faktorer peker alle i retning av et fall i risikofri rente over de siste årene.
2. **Nye aktører i markedet.** Vi ser et skifte i aktørbilde fra tradisjonelle norske kraftselskaper til utenlandsk finansielle investorer og pensjonsfond som sannsynligvis krever lavere forventet avkastning på sine investeringer.
3. **Investeringer gjort med PPAer.** En stor andel av de siste vindinvesteringene som har blitt gjort i Norge har blitt gjort med PPAer, noe som reduserer kraftprisisikoen for investor.

1.2 LCOE variere mellom ulike områder i Norge og Europa

NVE har laget et kart et kart over potensiell LCOE basert på deres kartlegging av vindressurser og topologien i Norge. Resultatene, som er gjengitt på høyre side av Figur 6, viser potensialet for en LCOE mellom 26-35 øre/kWh i mange regioner i Norge.

Sammenligner vi dette kartet med vindprosjektene som er realisert så langt (vestre side av Figur 6) ser vi at de fleste vindparkene er installert langs kysten eller mot grensen til Sverige. Disse områdene viser også noen av de beste vindressursene og har de laveste LCOE-nivåene i NVEs beregninger.

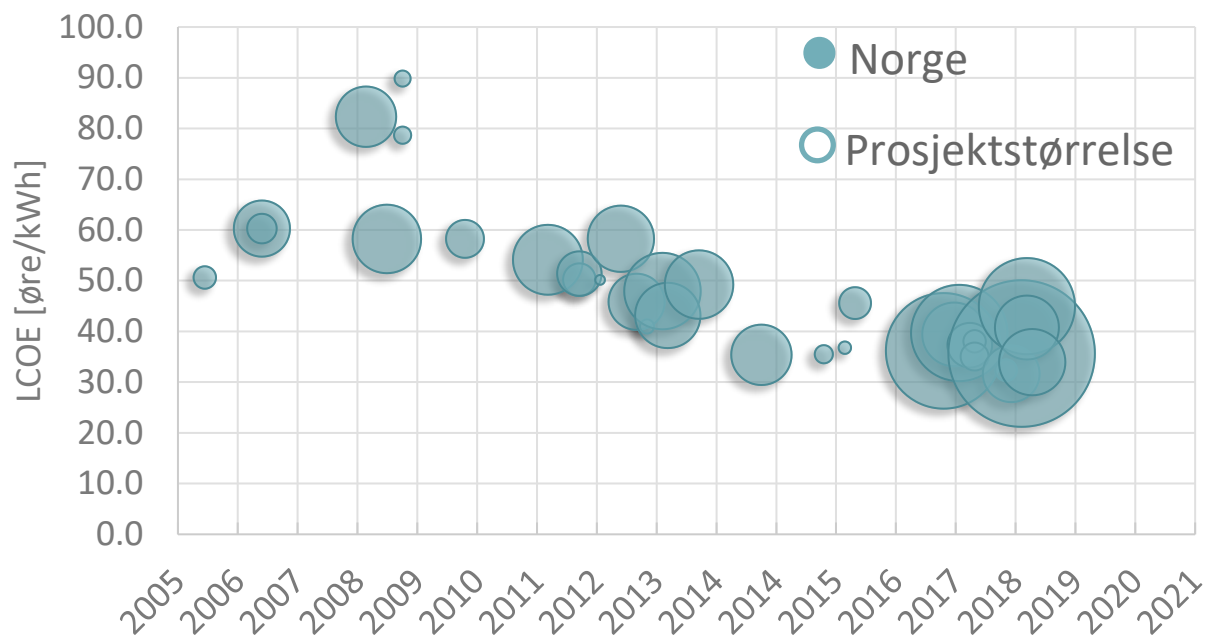
Figur 6 Plassering av eksisterende vindparker og NVEs anslag på LCOE i ulike områder



Kilde: Nasjonal ramme for vindkraft – Kart over produksjonskostnad for vindkraftutbygging i Norge, NVE (2018)

1.2.1 LCOE i Norge har falt over tid, samtidig som de realiserte prosjektene blir større

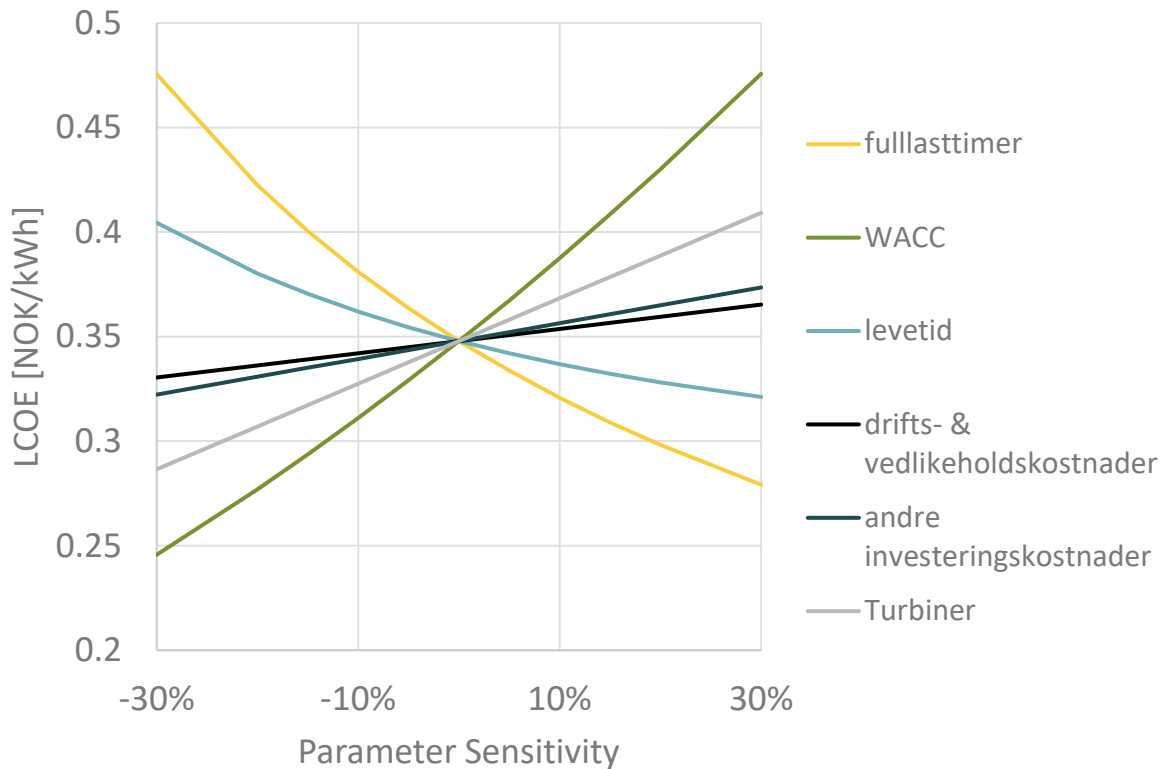
I Figur 7 kan vi observere en fallende trend for LCOE for landbasert vind i Norge, sammen med en klar trend mot at prosjektene blir større (angitt ved boblenes størrelse). For 2018 er våre beregninger i tråd med de anslagene for LCOE NVE har gjort på 34,4 øre/kWh.

Figur 7 LCOE estimater for realiserte vindprosjekter i Norge

Kilde: Egne beregninger og <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>

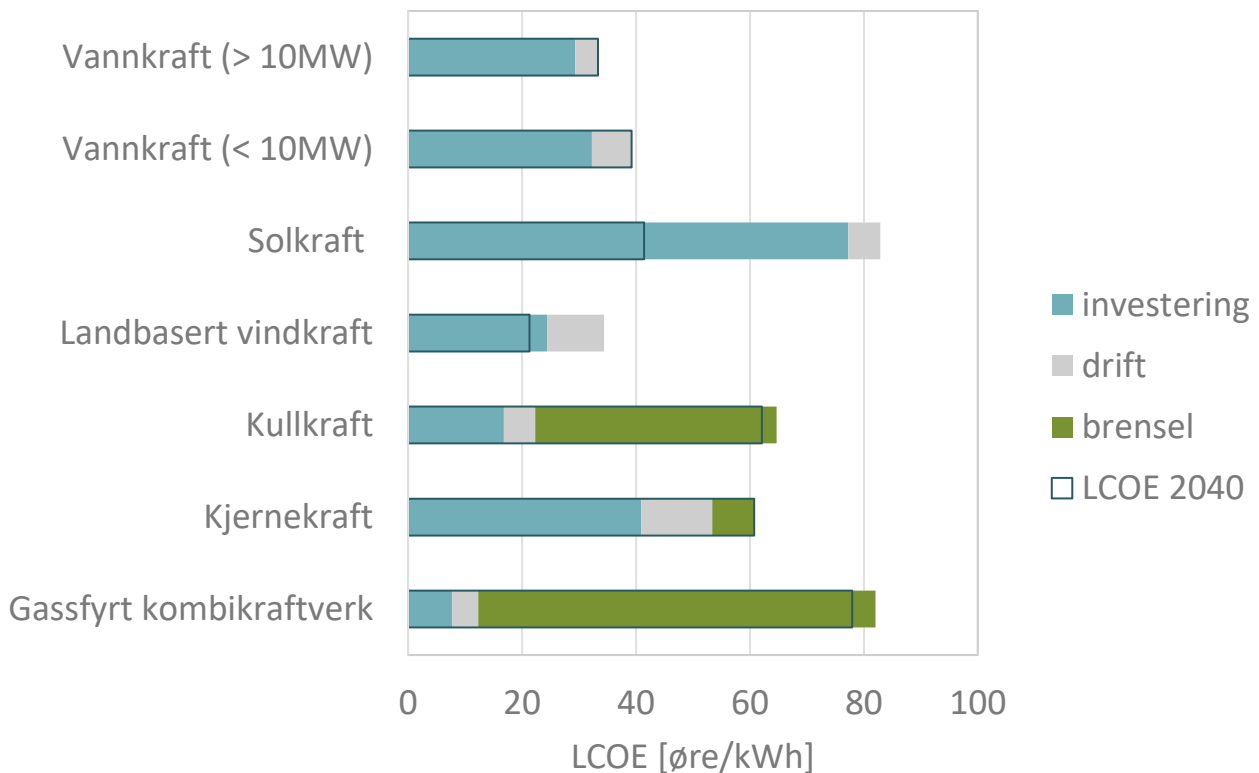
Kostnaden for vindkraft er spesielt sensitiv for endringer i antall fullasttimer og turbinkostanden

Kostanden for vindkraft avhenger sterkt av vindressursene og utnyttelsen av disse. I Figur 8 har vi gjort en følsomhetsanalyse rundt de viktigste komponentene i LCOE beregningen. Som figuren viser kommer de største effektene som følge av endringer i antall fullasttimer, etterfulgt av turbinkostnaden (merk at turbinkostnad og annen CAPEX er delt). En annen viktig faktor i LCOE beregningene er WACC som vil variere fra prosjekt til prosjekt. Totalt har prosjektspesifikke variabler (FLH, WACC, annen CAPEX) større innvirkning på LCOE enn ikke-prosjektspesifikke (levetid, turbinkostnad).

Figur 8 Sensitiviteter for ulike kostnadskomponenter

Sammenliknet med andre energiteknologier er kostanden for onshore vind blant de laveste i Norge. Som vist i Figur 9 er det kun onshore vind og stor vannkraft som kan oppnå en LCOE under 35 øre/kWh i 2018. Den største kostnadskomponenten i LCOE-beregningen er investeringskostnaden, som for vind i stor grad bestemmes av turbinkostnaden. NVE legger til grunn at det fortsatt er et stort potensial for reduksjon i kostnaden for vindkraft på land og antar at denne kan falle videre mot ned til 21,3 øre/kWh i 2040 som er kraftigere kostnadsfall enn for andre teknologier¹. Dette skyldes at de mer modne teknologiene som vannkraft og termisk kraftproduksjon har mindre potensiale for kostnadsreduksjoner.

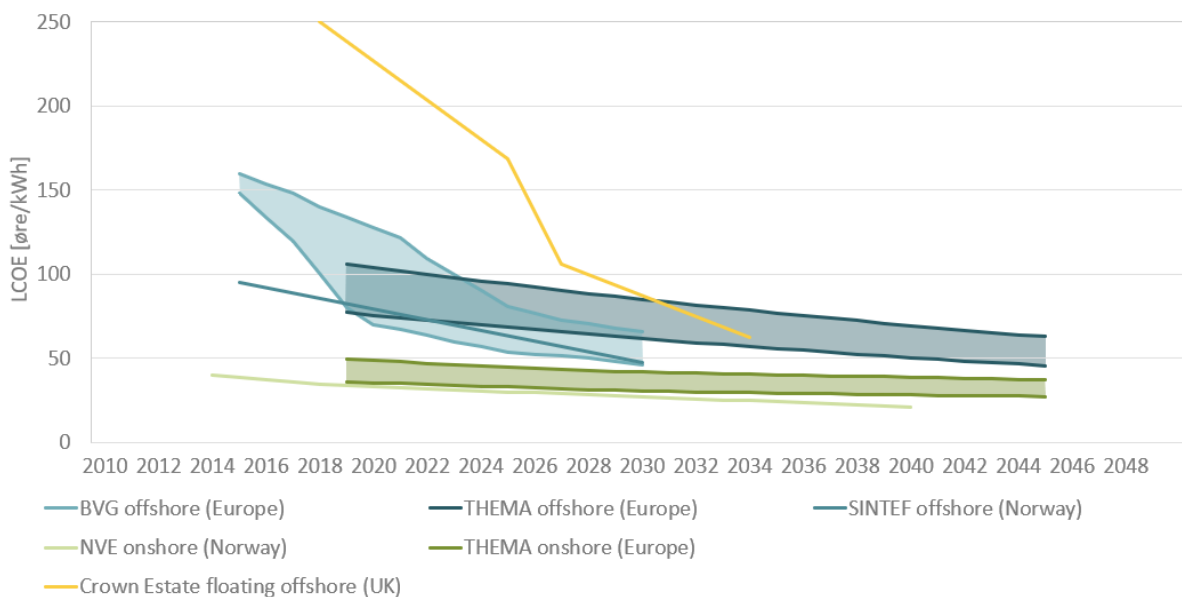
¹ <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/?ref=mainmenu>

Figur 9 Sammenligning av kostanden for ulike kraftproduksjonsteknologier i dag og forventet utvikling til 2040

Kilde: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energisektoren/?ref=mainmenu>

Kostnadene for bunnfast havvind har falt raskt de siste årene, de første prosjektene med kostnader under 100 øre/kWh forventes online innen 2020. Basert på tall utgitt av NVE i 2015, har SINTEF gjort en framskrivning som viser en reduksjon på 50% til 2030, noe som gir en LCOE på under 50 øre/kWh. Dersom vi kommer ned på disse nivåene kan man antakelig forvente en utflating av kostnadsfallet på samme måte som vi har observert for andre teknologier.

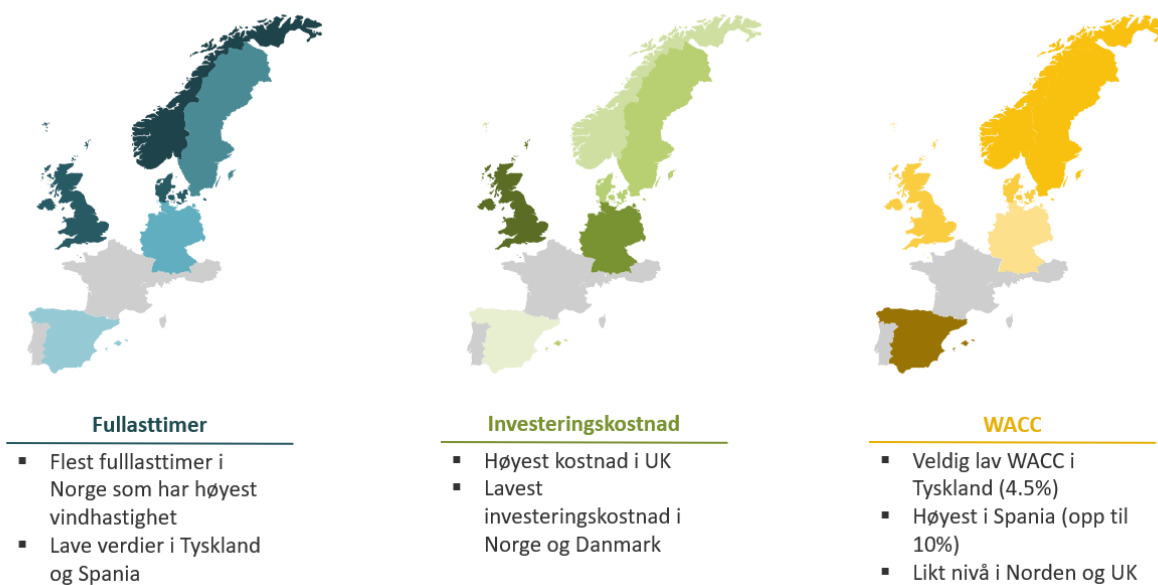
Equinor har som mål å nå betydelige kostnadsreduksjoner for flytende vindkraft før 2030. Andre aktører forventer også en rask kostnadsreduksjon de neste 5-7 årene når teknologien går fra demonstrasjonsfasen til en mer kommersiell fase. Etter 2030 forventes kostnadsutviklingen å flate noe ut. Rundt 2040 forventes flytende offshore-vind til å ligge på et liknende eller lavere nivå enn bunnfast offshore-vind. Spesielt i Norge, der havdybden langs kysten er stor, har flytende vindkraft et potensial. I følge WindEurope ligger om lag 80% av vindressursene til havs på dyp som gjør bunnfaste installasjoner uaktuelle.

Figur 10 Ulike kilders forventning til kostnadsreduksjoner for on- og off-shore vind

Kilde: NVE, BVG, Crown Estate, THEMA, SINTEF, Equinor

1.2.2 Kostnadene for vindkraft er lave i Norge sammenlignet med resten av Europa.

De viktigste prosjektspesifikke variablene i LCOE beregningene er fulllasttimer, WACC og investeringskostnad (CAPEX). Figur 11 viser hvordan disse hovedkomponentene i kostnadsberegningen varierer i utvalgte Europeiske land: Spania, Tyskland, Danmark, Storbritannia og Sverige.

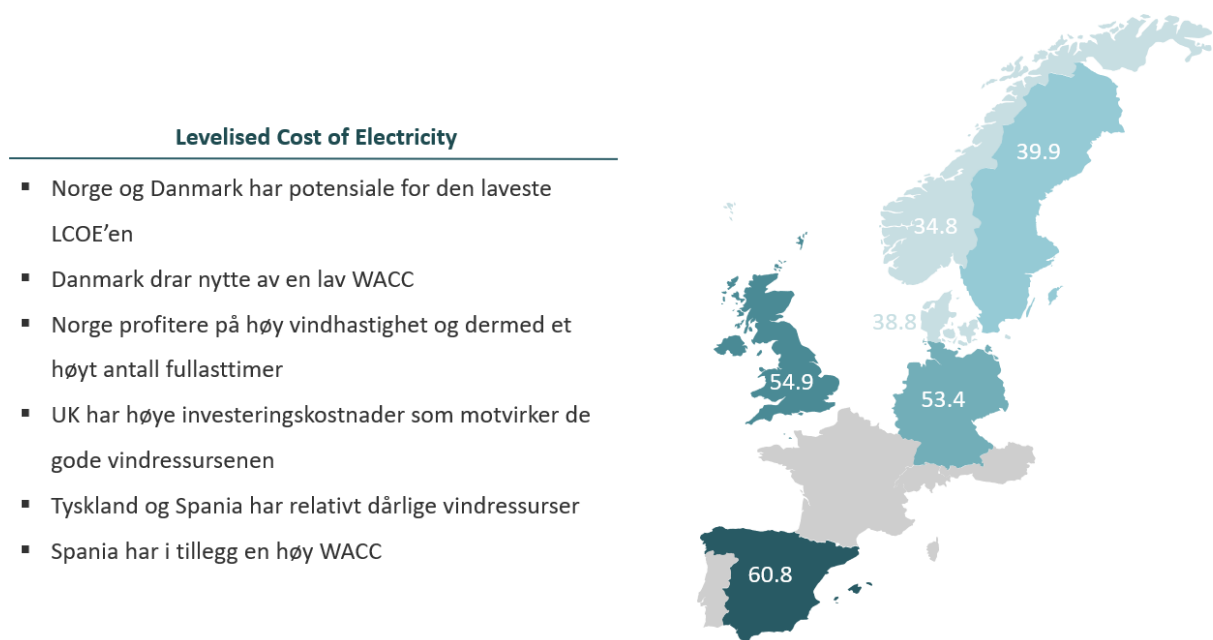
Figur 11 Sammenligning av de viktigste kostandkomponentene for vindkraft i utvalgte Europeiske land

Kilde: <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>

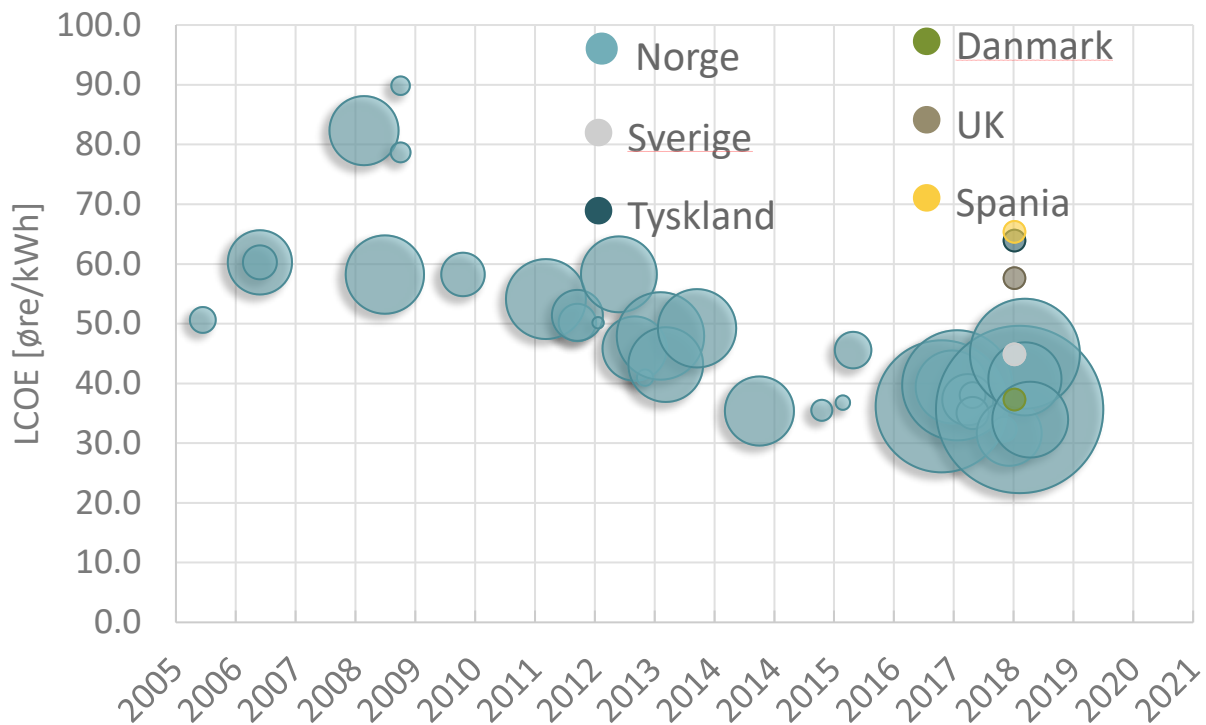
- **Fullasttimer:** Her kommer de nordligste landene best ut med høyest antall fullasttimer i Norge, Danmark og Storbritannia. Tyskland har et relativt lavt antall fullasttimer i snitt, selv om vindforholdene i Nordtyskland er gode. Spania har lavere vindhastigheter enn det nordlige Europa.
- **CAPEX** for vindprosjekter er lavest i Spania, etterfulgt av Norden. I Storbritannia og Tyskland er investeringskostnadene opptil 1,5 ganger høyere enn i Spania. I Norden har Norge den laveste investeringskostnaden for landbasert vind.
- **WACC** er høyest i Spania og lavest i Tyskland. DE Nordiske landene, spesielt Sverige og Norge, viser en gjennomsnittlig WACC på rundt 6%. Storbritannia med 5,5% har også lav WACC.

Basert på disse ulikhetene har vi beregnet LCOE i de utvalgte landene. Disse er vist i Figur 12. I sammenligningen av de utvalgte europeiske landene viser Danmark og Norge potensial for den laveste gjennomsnittlige LCOE. Begge landene drar nytte av en lav WACC og gode vindressurser. Norge har dessuten fordelene av lavere investeringskostnader. Storbritannia viser en høyere LCOE som følge av høyere investeringskostnader som motvirker effekten av gode vindressurser. Tyskland har dårligere vindressurser, men lavere kostnader gjør LCOE lavere enn i Storbritannia. Spania har dårligere vindressurser og en svært høy WACC.

Figur 12 LCOE estimater for utvalgte land (øre/kWh)



I de fleste tilfeller ligger LCOE høyere enn i Norge i de landene vi har sett på. Bare LCOE for danske prosjekter kommer nær prosjektkostnadene i Norge. Norske prosjekters konkurranseposisjon understreker det store potensialet for å utnytte de store vindressursene i Norge.

Figur 13 Estimert LCOE for prosjekter i Norge og Europa

Kilde: <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>

1.3 Vindkraftutbygging og nordiske kraftpriser

For å beregne effekten på kraftprisen har vi brukt THEMA's kraftmarkedsmodell TheMA. Modellen er en fundamental kraftmarkedsmodell med full timesoppløsning. Nøkkelforutsetninger i analysen er som følger:

- Fallende langsiktige kullpriser
- Stigende langsiktige gasspriser
- Nettutbygging i tråd med systemoperatørenes planer
- Økt overføringskapasitet til utlandet i tråd med de planer som ligger der i dag
- Relativt moderat etterspørselsvekst

Vi har i tillegg til kjørt et scenarie basert på en omfattende elektrifisering av Norge, i tråd med Statnetts rapport «Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm». Forutsetningen i dette scenariet er de samme som over med unntak av at vi har en kraftig økning i etterspørselen som følge av en omfattende elektrifisering av Norge innen 2040. Dette innebærer et kraftforbruk på 163 TWh i 2030, noe som er 30 TWh høyere enn i vårt hovedscenarie.

1.3.1 Langsiktig prisutvikling

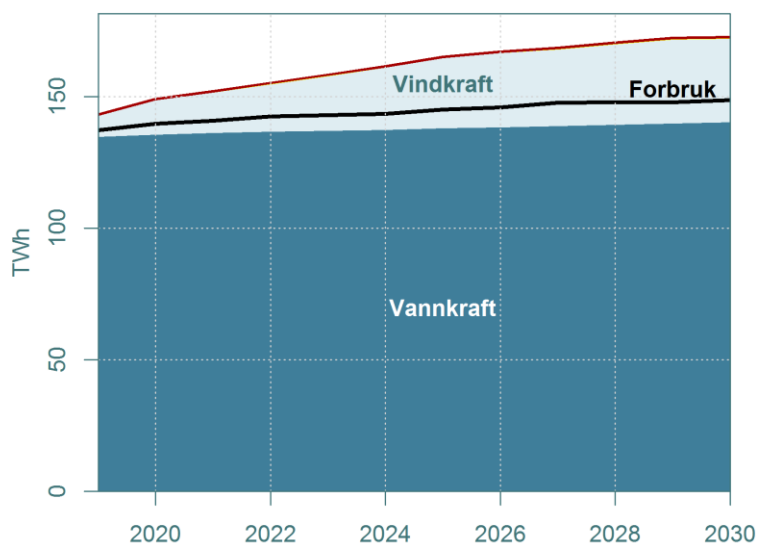
Nordiske kraftpriser har historisk hengt sterkt sammen med kostnaden for å produsere kullkraft i Europa. Det skyldes at alternativet til å produsere den siste enheten med vannkraft som er nødvendig for å dekke forbruket, er å produsere den i et kullkraftverk i Norden eller importere kraften fra Europa. I takt med at kullkraften gradvis fases ut i Europa, vil kostnaden ved å produsere gasskraft på mellomlang sikt gradvis ta over kullkraftens rolle i prissettingen.

På lang sikt vil imidlertid den fallende kostnaden for å bygge vindkraft presse kraftprisen ned. Det er vanskelig å se for seg at kraftprisen over lengre perioder blir liggende langt over kostanden for å bygge ny vindkraft utover på 2030-tallet.

1.3.2 Virkningene av vindkraftinvesteringer på prisnivå

Vi har ved bruk av vår kraftmarkedsmodell simulert prisvirkningene av vindkraftutbyggingen i Norge. Figur 14 viser produksjonssammensetningen THEMA forventer mot 2030. Vi forventer en økning i vindkraftproduksjon fra om lag 13 TWh i 2020 til 32 TWh i 2030. På kort sikt er alle de prosjektene der vi vet det er tatt en investeringsbeslutning og som vil komme inn i markedet de nærmeste årene lagt inn. På lengre bruker vi vår investeringsmodell som invester i ny produksjonskapasitet dersom det er lønnsomt uten subsidier.

Figur 14 Norsk produksjonsmiks



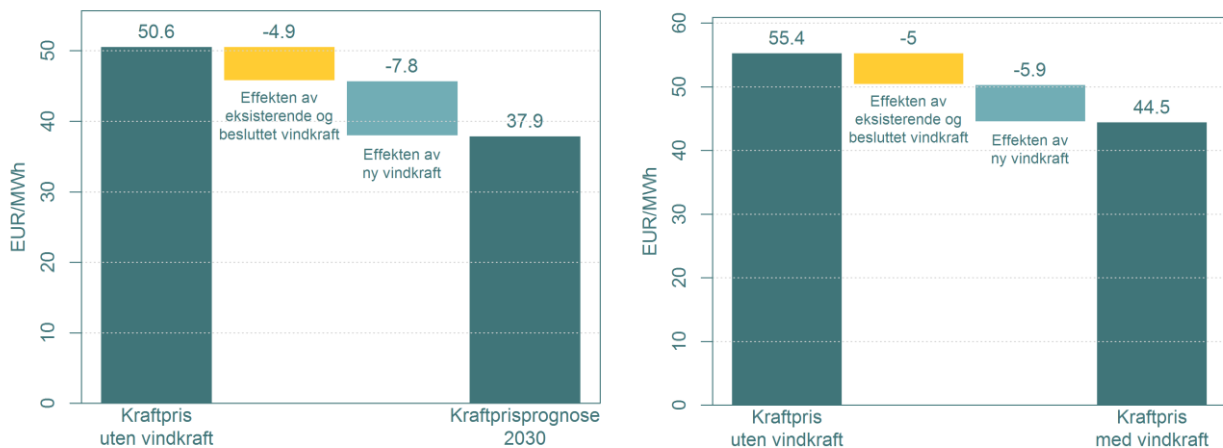
For å tallfeste priseffekten av vindkraften har vi kjørt vår kraftmarkedsmodell for året 2030 med tre ulike forutsetninger:

- 1) Uten noe vindkraft, dvs. at vi har analysert hva kraftprisen ville vært uten både den vindkraften som allerede er bygget og de vindkraftverkene som er besluttet bygget.
- 2) Med eksisterende vindkraft og de vindkraftverkene som allerede er besluttet. Denne kjøringen innebærer altså at vi ikke bygger mer vind enn det som i dag er besluttede prosjekter.
- 3) Med eksisterende vind, vindprosjekter som er besluttet, samt THEMA's forventninger til fremtidig vindkraftutbygging.

Disse forutsetningene er kjørt både i vårt hovedscenarie med et forbruk på 133 TWh i 2030 og i scenariet som gjenspeiler veien mot omfattende elektrifisering av Norge med en kraftetterspørsel på 163 TWh i 2030.

Resultatene av analysen er oppsummert i Figur 15.

Figur 15 Virkningen av vindkraft på norsk kraftpris i 2030 med hhv. 133 TWh forbruk til venstre og 163 TWh forbruk til høyre



Som figurene viser er effekten, alt annet like, av de norske utbygde og besluttede vindkraftinvesteringene en kraftpris i 2030 som er om lag 5 EUR/MWh (5 øre/kWh) lavere enn i tilfellet uten vindkraft i begge scenarier. Videre ser vi at den forventede utbyggingen av vindkraften mot 2030 leder til at kraftprisen presses ned med ytterligere 8 EUR/MWh (8 øre/kWh) sammenlignet med tilfellet der vindkraftutbyggingen stopper opp etter at de prosjektene som i dag er besluttet kommer inn i markedet i vårt hovedscenarie og 6 EUR/MWh (6 øre/kWh) i scenariet med omfattende elektrifisering. Totalt sett betyr de om lag 32 TWh med vindkraftproduksjon at kraftprisen i 2030 vil være nesten 13 EUR/MWh (13 øre/kWh) lavere enn om vi ikke hadde hatt noen vindkraftutbygging i Norge i hovedscenarie og 11 EUR/MWh (11 øre/kWh) lavere i scenariet med omfattende elektrifisering. Det er imidlertid viktig å understreke at dette bygger på en forutsetning om at vindkraftutbyggingen ikke erstattes av utbygging av annen kapasitet. Det er for eksempel grunn til å forvente at en del kraftprosjekter med en langsiktig marginalkostnad mellom hhv 38 og 51 EUR/MWh (38-51 øre/kWh) i hovedscenariet og 45 og 55 EUR/MWh (45-55 øre/kWh) i scenariet med omfattende elektrifisering ville ha blitt realisert dersom de norske vindkraftprosjektene ikke var blitt utbygget. Det betyr at en partiell analyse, slik vi har gjort her, sannsynligvis overdriver priseffekten av ikke å bygge ut norsk vindkraft.

1.3.3 Prisvolatiliteten

Vindkraften er uregularbar og vil føre til at kraftprisen blir mer volatil. Med mye vindkraft inn i markedet vil prisen presses ned i timer med mye vind og opp i timer med lite vind. Norge er imidlertid godt stilt med mye regulerbar vannkraft som til en relativt lav kostnad kan reguleres opp når det blåser lite og reguleres ned når det blåser mye. Denne fleksibiliteten innebærer også at den oppnådde kraftprisen for et vindkraftverk ligger nærmere gjennomsnittsprisen enn i som har termisk baserte kraftsystemer. Vi ser imidlertid at differansen mellom oppnådd kraftpris for vindkraft og gjennomsnittsprisen vil øke med større innslag av vindkraft.

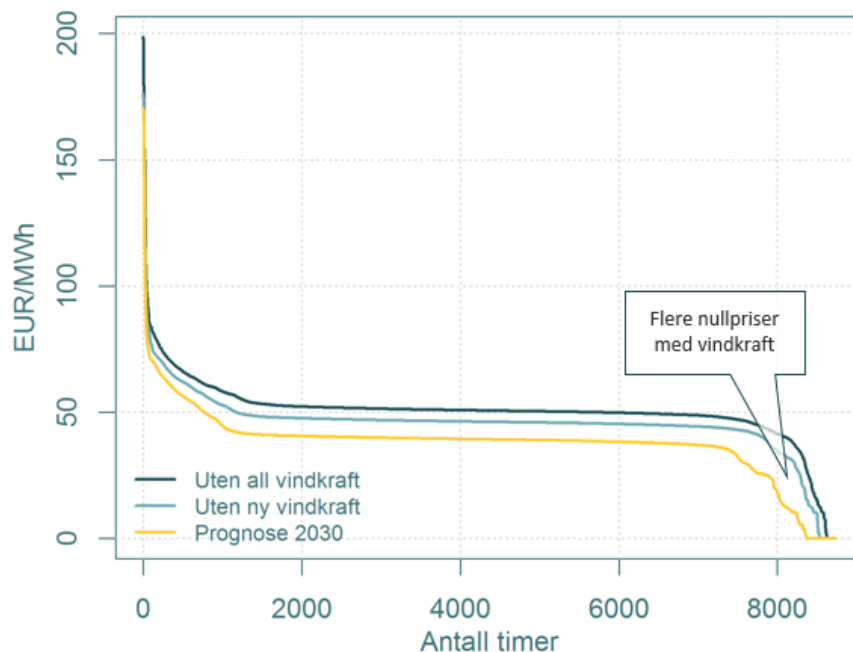
I Figur 16 har vi illustrert ukesprisen i 2030 i vårt hovedscenarie med ulike forutsetninger om vindkraftutbyggingen. Vi observerer, som vi tidligere har sett, at prisnivået er lavere med mer vindkraft inne. Vi ser videre at variasjonen i prisen er større jo mer vind vi får inn i markedet. Vindkraften presser spesielt prisen ned i timer med mye vind.

Figur 16 Ukespriser i Norge i 2030 med ulike forutsetninger om vindutbygging i hovedscenariet



Prisvirkningen kommer enda klarer fram i Figur 17 som er en såkalt varighetskurve for kraftprisen i det samme scenariet. I en varighetskurv har vi sortert timesprisen for årets 8760 timer fra høyest til lavest. Igjen ser vi at jo mer vindkraft vi får inn i systemet, desto lavere er prisnivået. Vi ser også at med mye vindkraft inne får vi stadig flere timer som klareres med nullpriser.

Figur 17 Varighetskurve for Norsk kraftpris i hovedscenariet

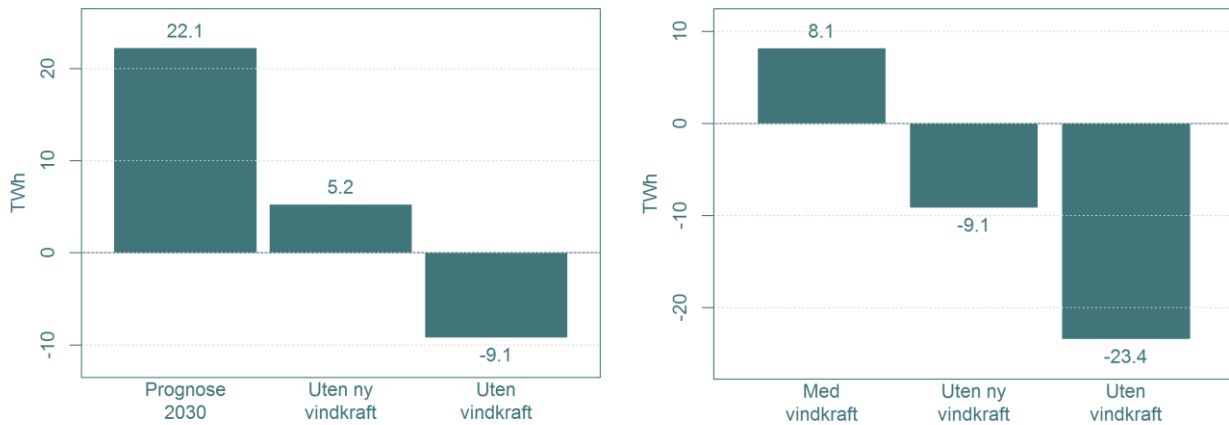


1.3.4 Vindkraftutbyggingen fører til eksport av kraft

I vår prognose for 2030 med en total vindkraftproduksjon på 32 TWh vil vi med de planene som ligger for økt utvekslingskapasitet eksportere 22 TWh kraft i hovedscenariet, mens vi vil eksportere 8 TWh kraft i scenariet med omfattende elektrifisering. Netto krafteksport i de to scenariene er illustrert i Figur 18. Dersom vindkraftutbyggingen stopper med de prosjektene som i dag er besluttet vil

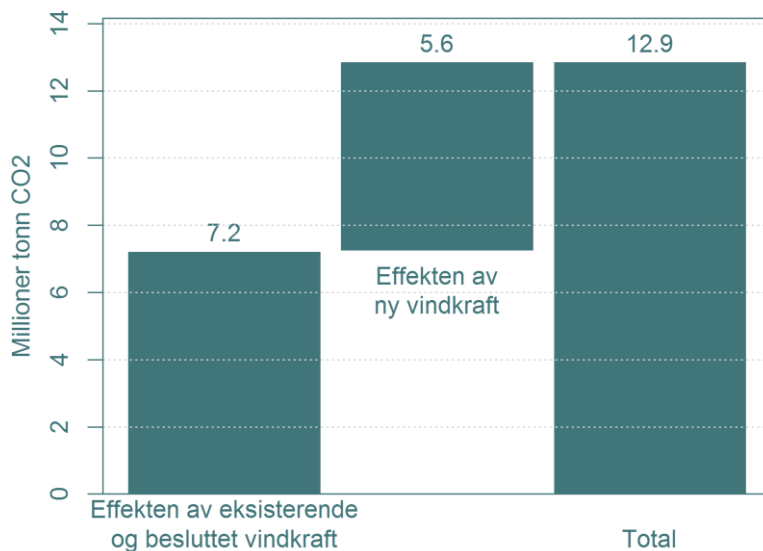
krafteksporten reduseres til 5 TWh i hovedscenariet, mens vi i scenariet med omfattende elektrifisering vil måtte importere 9 TWh kraft. I tilfellet uten vindkraft ville vi ha importert nesten 9 TWh kraft i 2030 i hovedscenariet og 23 TWh i scenariet med omfattende elektrifisering. Dette forutsetter igjen at vindkraften ikke blir erstattet med annen kraftutbygging.

Figur 18 Norsk netto krafteksport i 2030 hhv. 133 TWh forbruk til venstre og 163 TWh forbruk til høyre



Eksporten av fornybar kraft fra det norske markedet vil fortrenge fossil kraftproduksjon i Europa. Dette vil bety at man kan nå Europas klimamålsettinger til en lavere kostnad. Disse effektene er diskutert nærmere i kapittel 3.6. Vi ser i Figur 19 klimagassutslippene i Europeisk kraftsektor reduseres med om lag 13 millioner tonn i 2030 som følge av den forventede vindkraftutbyggingen i Norge i vårt hovedscenarie.

Figur 19 Utslippsreduksjoner i Europeisk kraftsektor som følge av norsk vindkraft i 2030



I scenariet med omfattende elektrifisering vil hovedeffektene komme utenfor kraftsektoren ved at andre sektorer elektrifiseres. Dersom vi legger Statnetts beregninger fra rapporten «Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm» til grunn bidrar omfattende elektrifisering til utslippskutt på om lag 25 Millioner tonn CO2 i 2040, hvorav $\frac{3}{4}$ av disse forventes å komme til 2030 med den forbruksveksten vi har lagt til grunn i dette scenariet.

2 SAMFUNNSØKONOMISK VERDI AV VINDKRAFTVERK I NORGE

Utbygging og drift av landbaserte vindkraftverk har betydelige sysselsettings- og verdiskapingseffekter både lokalt, i Norge og i utlandet gjennom import av varer og tjenester. Over levetiden går rundt 20 prosent av prosjektkostnadene til lokale, 11 prosent til regionale og 11 prosent til nasjonale leverandører. Et tenkt vindkraftprosjekt på 330 MW gir dermed anslagsvis 367 årsverk lokalt, 198 årsverk regionalt og 166 årsverk nasjonalt. Videre anslås sysselsettingseffekten i utlandet gjennom import av vindturbiner til rundt 660 årsverk.

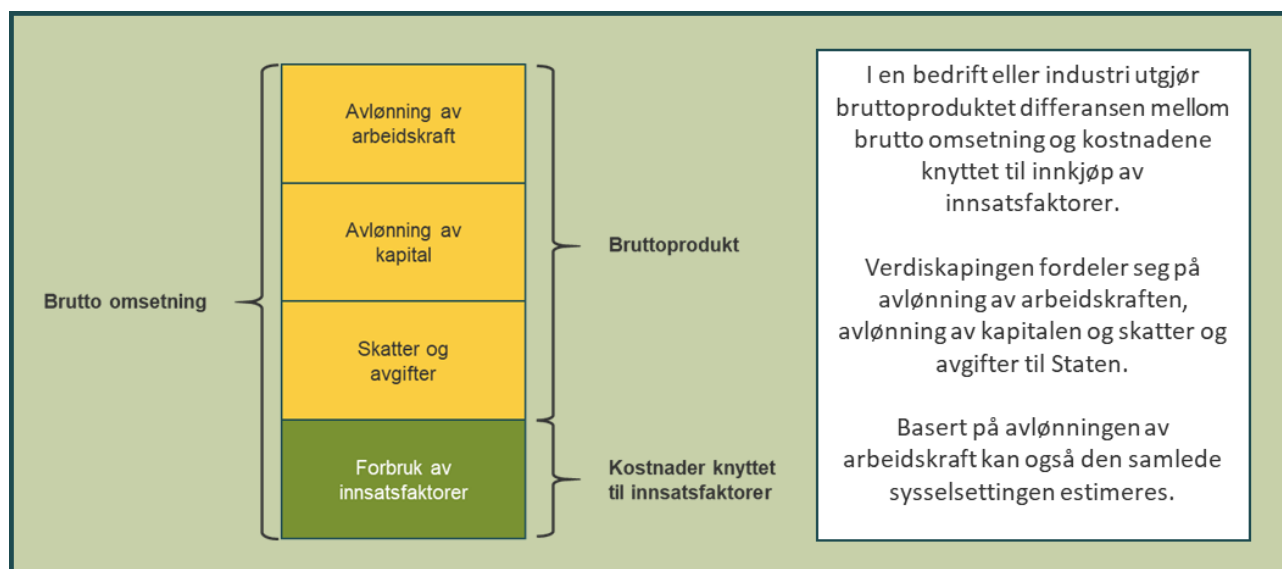
2.1 Landbaserte vindkraftprosjekter i Norge bidrar til sysselsetting og verdiskaping både lokalt, regionalt og nasjonalt

Utbygging av et vindkraftverk vil gi sysselsetting og verdiskaping både lokalt, regionalt og i resten av landet. Hvor i landet sysselsettingen og verdiskapingen skjer, vil være avhengig av hvilke leverandører som brukes under utbygging og drift av hvert enkelt prosjekt. I dette kapittelet forsøker vi å beregne noen nøkkeltall for sysselsetting og verdiskaping for et «typisk» landbasert vindkraftprosjekt i Norge. Vi begrenser analysen til å omfatte de direkte virkningene for lokalt, regionalt og nasjonalt næringsliv som følge av vindkraftprosjektene kjøp av varer og tjenester. Såkalte indirekte kryssløps- og konsumvirkninger er ikke analysert. Vi analyserer heller ikke hvordan bruttoproduktet i selve vindkraftprosjektene utvikler seg og fordeles mellom kapital, arbeidskraft og skatter og avgifter til stat og kommune.

2.1.1 Metode

Vi er i dette kapittelet interessert i å beregne verdiskapings- og sysselsettingseffekter på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå av landbaserte vindkraftverk i Norge. «Lokalt» er i denne rapporten definert som kommunene hvor de aktuelle vindkraftverkene er oppført, mens «regionalt» er definert som prosjektfylke. Sysselsetting er målt i antall årsverk, mens vi har valgt å bruke bruttoprodukt som et uttrykk for verdiskaping. Bruttoproduktet i en næring eller en virksomhet kan defineres som differansen mellom brutto omsetning og kostnader knyttet til innsatsfaktorer som illustrert i Figur 20.

Figur 20: Definisjon av bruttoprodukt.



Datagrunnlaget vi har benyttet som utgangspunkt for beregning av verdiskaping og sysselsetting er hentet fra tidligere analyser samt innsamlet data fra to nyere vindkraftprosjekter – Fosen og Bjerkreim. For å gjøre prosjektene sammenlignbare på tvers, har vi fordelt utbyggings- og driftskostnader på noen standardiserte leverandørkategorier.

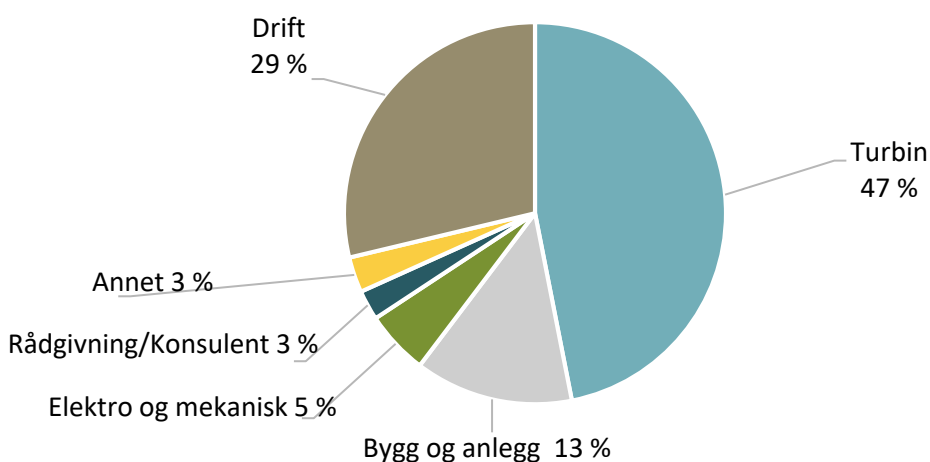
Basert på erfaringsdataene har vi beregnet en gjennomsnittlig lokal, regional og nasjonal andel av utbyggings- og driftskostnader for norske, landbaserte vindkraftverk. Vi har videre benyttet oss av tall fra SSB for verdiskaping og lønnskostnader for ulike næringssegmenter. Ved å definere de ulike kostnadskategoriene som tilhørende bestemte næringssegmenter², kan vi anslå bruttoprodukt og lønnskostnader knyttet til hver av de ulike kostnadskomponentene i vindkraftprosjektet lokalt, regionalt og nasjonalt. Lønnskostnadstallene kan videre omregnes til årsverk ved å anta en gjennomsnittlig årlig arbeidskraftkostnad³.

2.1.2 Datagrunnlag

Vi har benyttet data fra til sammen fire landbaserte vindkraftprosjekter i Norge. To av prosjektene er hentet fra rapporten «Samfunnsmessige virkninger av vindkraftverk»⁴, og data fra prosjektene på Fosen og Bjerkreim har blitt oversendt direkte fra utbyggerne. Prosjektene er realisert mellom 2012 og 2020 og spenner fra under 50 til over 1000 MW. Noen av kraftverkene er under bygging, og deler av dataene er dermed basert på selskapenes beste estimater på innsamlingstidspunktet. Prosjektdataene viser hvordan prosjektkostnadene fordeler seg på kategoriene «Turbiner», «Bygg og anlegg», «Elektro og mekanisk», «Rådgivning og konsulenttjenester», «Annet» og driftskostnader.

Figur 21 viser antatt fordeling av prosjektkostnadene for gjennomsnittskraftverket. Tallene dekker både utbyggings- og driftskostnader for 20 år⁵. Vindturbiner utgjør nær halvparten av de samlede kostnadene (47 prosent), mens øvrige utbyggingskostnader representerer ytterligere en fjerdedel (24 prosent). Antar vi 20 års levetid for prosjektet, utgjør de samlede driftskostnadene 29 prosent.

Figur 21: Fordeling av prosjektkostnadene på de ulike leverandørkategoriene for det gjennomsnittlige vindkraftprosjektet. Prosent.



Kilde: [Norconsult og Agenda Kaupang \(2016\)](#) og innsamlede data fra prosjekter på Fosen og Bjerkreim.

² «Elektro og mekanisk» er definert som 30 prosent «Electrical equipment», 30 prosent «Machinery and equipment n.e.c.» og 40 prosent «Repair and installation services of machinery and equipment». For «Turbiner» og «Bygg og Anlegg» er definert som «Construction and construction works». Drift er definert som «Repair and installation services of machinery and equipment». «Rådgivning og konsulenttjenester» er definert som «Architectural and engineering services; technical testing and analysis services». For «Annet» har vi brukt snittall for hele økonomien.

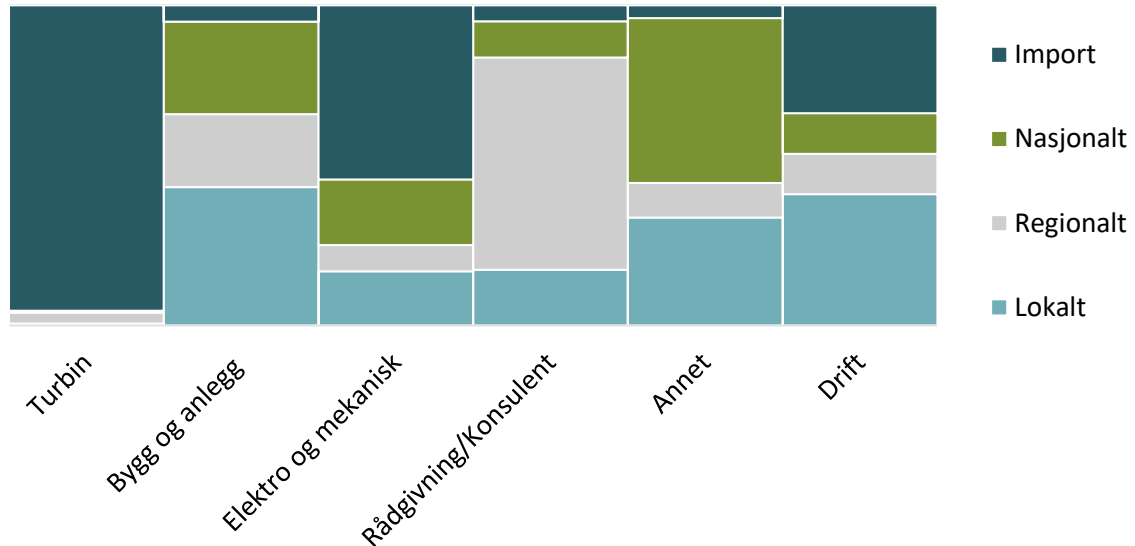
³ Vi har benyttet den gjennomsnittlige arbeidskraftkostnaden pr. årsverk i Norge for 2016 på 761 000 NOK. ([SSB, 2019](#)).

⁴ Norconsult og Agenda Kaupang (2016): «Samfunnsmessige virkninger av vindkraftverk». Tilgjengelig [her](#).

⁵ Kostnader forbundet med nedleggelse av vindkraftverket «decommissioning» er ikke tatt med i disse beregningene. For et offshore vindkraftverk anslås denne kostnaden til rundt 4 prosent av de samlede prosjektkostnadene (Norwegian Energy Partners 2017 – Norwegian Supply chain opportunities in offshore wind), mens IRENA anslår at «decommissioning» utgjør omkring 7 prosent av samlet sysselsetting knyttet til et vindkraftprosjekt ([IRENA 2017](#)). Det foreligger dermed en potensiell oppside for norsk sysselsetting og verdiskaping knyttet til prosjektets avslutning som ikke er tatt med i disse tallene.

For hver leverandørkategori skilles det mellom vare- og tjenesteleveranser kjøpt av lokale aktører (samme kommune), regionale aktører (samme fylke), og nasjonale leverandører (resten av landet) og direkte import fra utlandet. Resultatene for den gjennomsnittlige vindparken kan sees i Figur 22. Vindturbinene er i all hovedsak import fra utlandet (95 prosent), men også over halvparten (54 prosent) av «Elektro og mekanisk» er direkte import. I driftsfasen representerer tjenester og leveranser fra utenlandske selskaper rundt en tredjedel. «Bygg og anlegg» har den største lokale andelen (43 prosent), men også drift (41 prosent) har en betydelig lokal komponent.

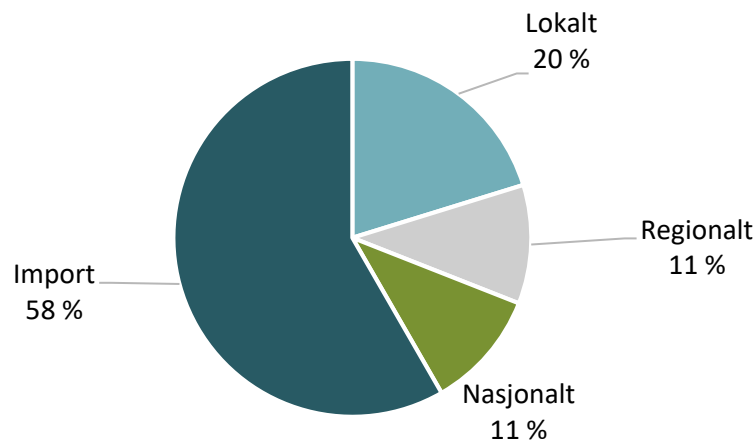
Figur 22: Fordeling av prosjektkostnadene på lokale, regionale og nasjonale leverandører og importandel for det gjennomsnittlige kraftverket. Prosent.



Kilde: [Norconsult og Agenda Kaupang \(2016\)](#) og innsamlede data fra prosjekter på Fosen og Bjerkreim.

Andelen av de samlede prosjektkostnadene som er levert fra lokale, regionale, nasjonale og internasjonale leverandører, er vist i Figur 23. Direkte import står for 58 prosent av de samlede prosjektkostnadene, noe som i hovedsak skyldes import av turbiner. Av vare- og tjenesteleveransene fra Norge er 20 prosent levert av selskaper som er basert i prosjektets lokale kommuner, 11 prosent fra prosjektets fylke og 11 prosent fra resten av landet.

Figur 23: Fordeling av prosjektkostnadene på lokale, regionale, nasjonale og internasjonale leverandører for det gjennomsnittlige vindkraftverket. Prosent.



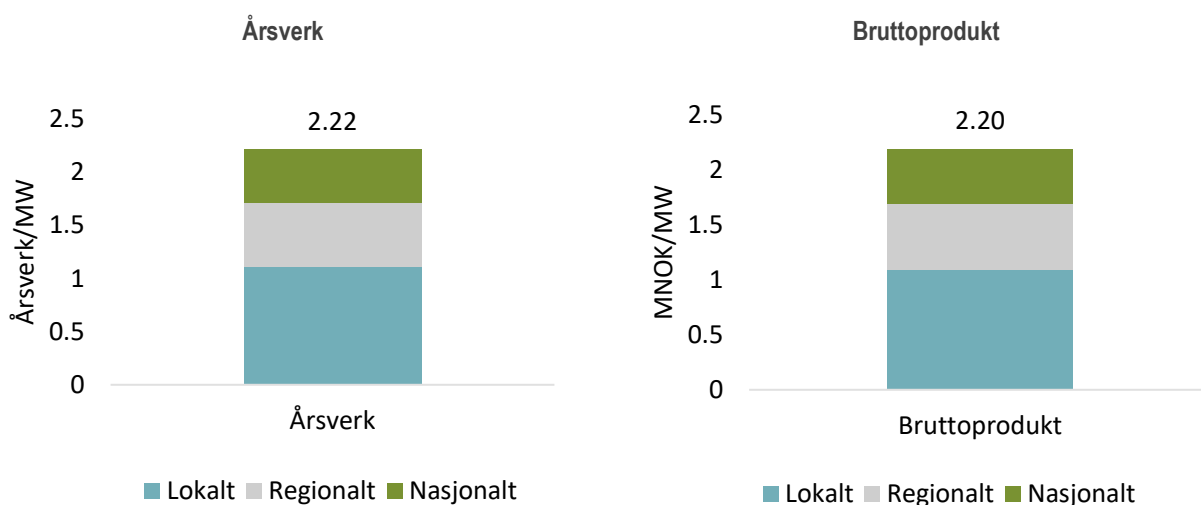
Kilde: [Norconsult og Agenda Kaupang \(2016\)](#) og innsamlede data fra prosjekter på Fosen og Bjerkreim.

2.1.3 Resultater

Figur 24 viser beregnet sysselsetting og verdiskaping på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå pr. MW, basert på data fra det gjennomsnittlige vindkraftprosjektet. Som det fremgår av figuren forventes utbygging av en vindpark å generere i overkant av 2 årsverk og et bruttoprodukt på 2,2 millioner kroner pr. MW landbasert vindkraft.

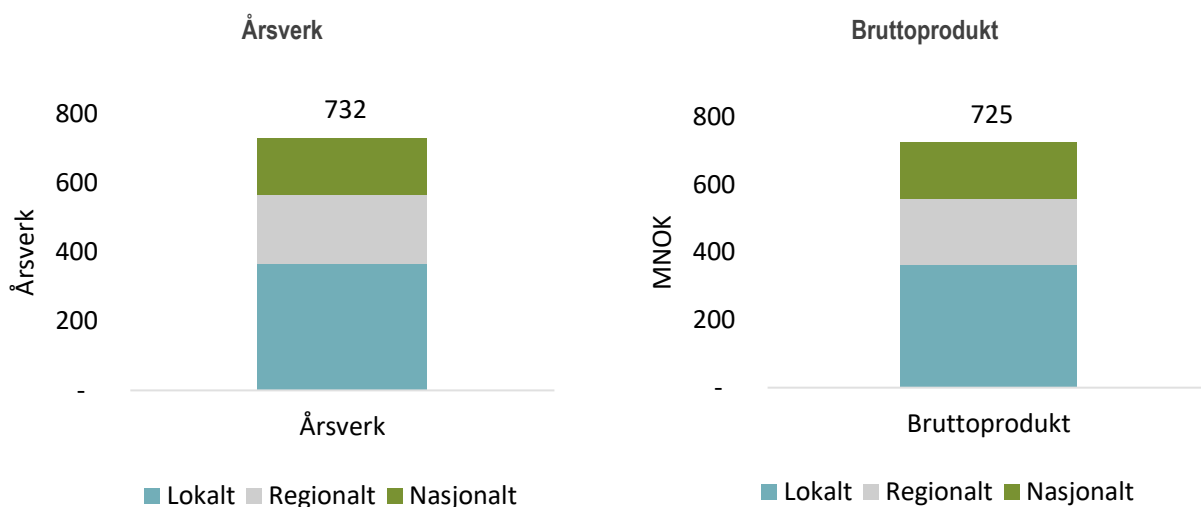
Det er viktig å poengtere at variasjonen mellom ulike prosjekter når det gjelder kostnadsnivå, bruk av lokale ressurser og produksjon gjør at disse resultatene trolig vil være noe misvisende for enkeltprosjekter. Disse tallene er basert på et konstruert, gjennomsnittlig vindkraftprosjekt, og er ment å si noe om vindkraft som næring snarere enn å kunne predikere virkningene knyttet til enkeltprosjekter.

Figur 24: Fordeling av sysselsetting (årsverk) og verdiskaping (bruttoprodukt) på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå knyttet til kjøp av varer og tjenester. Oppgitt pr. MW for det gjennomsnittlige, landbaserte vindkraftprosjektet.



Benytter vi disse tallene på et tenkt vindkraftprosjekt på 330 MW, gir det en sysselsetting på 732 årsverk og et bruttoprodukt på 725 MNOK i Norge, som illustrert i Figur 25.

Figur 25: Fordeling av sysselsetting (årsverk) og verdiskaping (bruttoprodukt) på lokalt, regionalt og nasjonalt nivå for et landbasert vindkraftprosjekt på 330 MW.

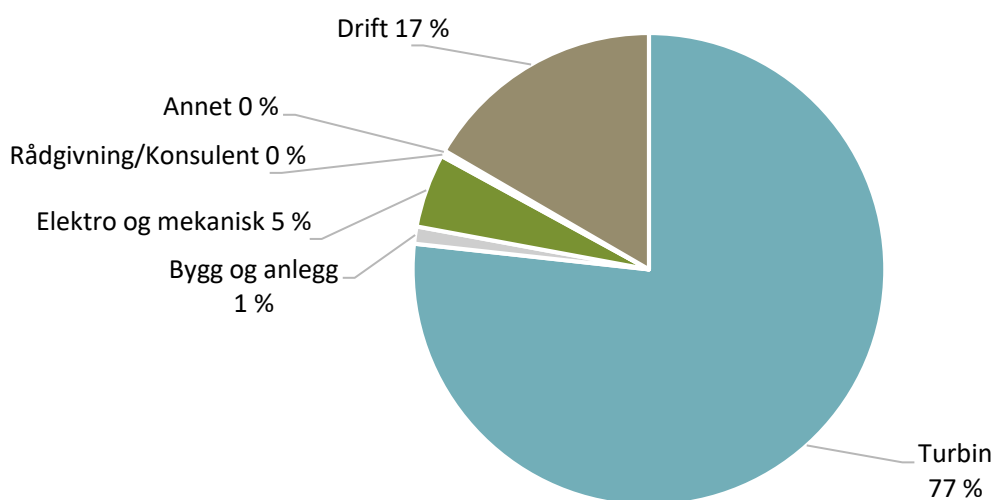


2.2 Verdiskapings- og sysselsettingseffekter i Europa av norske vindkraftinvesteringer

2.2.1 Import utgjør en betydelig andel av investerings- og driftskostnadene for norske vindkraftprosjekter ...

Som illustrert i Figur 23, utgjør direkte import over halvparten av de samlede prosjektkostnadene. Når de de samfunnsmessige virkningene av et norsk, landbasert vindkraftverk skal vurderes, er det derfor også interessant å se på hvilke sysselsettingseffekter det har i utlandet. I Figur 26 er fordelingen av importkostnadene på ulike kategorier illustrert. Som det fremgår er det kjøp av turbiner som utgjør mesteparten av importen (77 prosent), men også driftstjenester (17 prosent) er en viktig importseksjon.

Figur 26: Fordeling av import på ulike kostnadskategorier for det gjennomsnittlige vindkraftverket. Prosent.



Kilde: Datainnsamling

2.2.2 ... noe som gjør at norske vindkraftverk dermed også skaper sysselsetting utenfor Norge.

For å anslå effekten hos turbinprodusenter i utlandet har vi tatt utgangspunkt i en rapport⁶ IRENA publiserte i 2017 som tok for seg sysselsettingseffektene av landbaserte vindkraftprosjekter. Resultatene i rapporten er basert på intervjuer og spørreundersøkelser som IRENA har gjennomført med eksperter innen vindkraftfeltet, samt studier av rapporter generert av selskaper og andre aktører innen vindkraftnæringen.

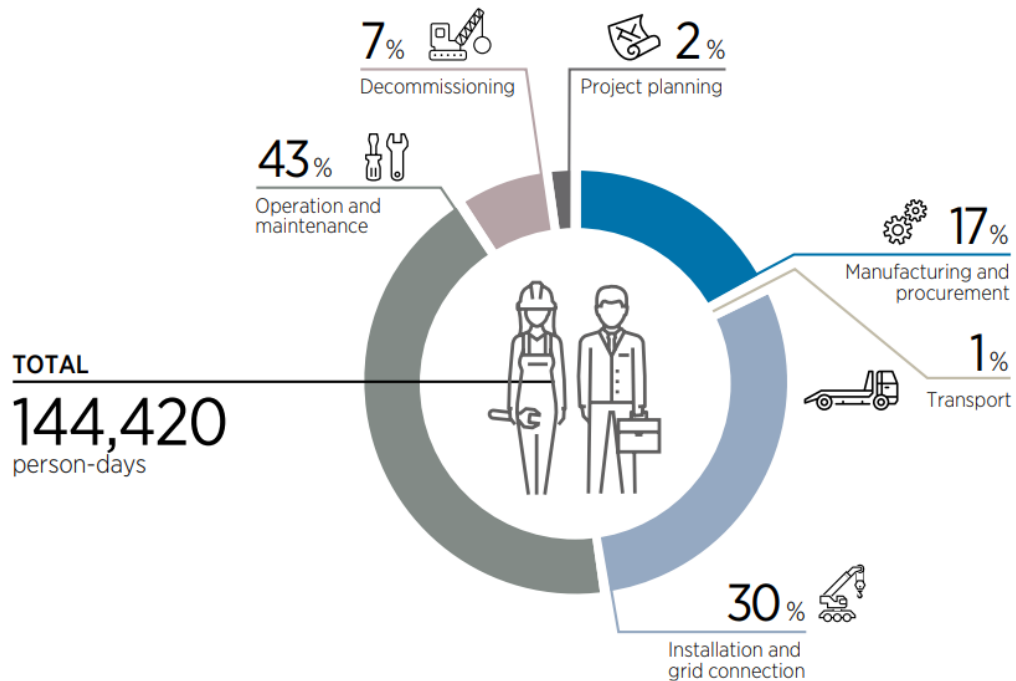
I henhold til rapporten, genererer et landbasert vindkraftverk på 50 MW omkring 144 420 arbeidsdager, hvorav 17 prosent knytter seg til kategorien «Manufacturing and Procurement» og 43 prosent genereres i drift- og vedlikeholdsfasen⁷. En illustrasjon av sysselsettingseffektene kan sees i Figur 27.

⁶ IRENA (2017): Renewable energy benefits – Leveraging local capacity for onshore wind. Tilgjengelig [her](#).

⁷ Gitt en antatt prosjektlevetid på 20 år

Figur 27: Nedbryting av sysselsetting tilknyttet ulike deler av verdikjeden for en 500 MW landbasert vindkraftpark. Prosent.

Figure 3 ■ Distribution of human resources required along the value chain for the development of a 50 MW wind farm, by occupation



Kilde: IRENA (2017)⁸

Antar vi at et fullt årsverk består av 230 arbeidsdager, kan total sysselsetting anslås til 12,5 årsverk/MW, hvorav 2,1 knyttet til «Manufacturing and Procurement» og 5,4 til drift og vedlikehold. Produksjon av vindturbinen utgjør trolig mesteparten av «Manufacturing and Procurement». Dersom vi antar at produksjon av vindturbiner utgjør 70-90 prosent av denne kategorien, genereres anslagsvis 1,5 – 1,9 årsverk/MW knyttet til selve vindturbinen.

Benytter vi nøkkeltallene fra IRENA sin rapport, tilsier det en sysselsetting utenfor Norge på 2,0 årsverk/MW knyttet til bygging av vindturbin. Basert på nøkkeltallet vil det gjennomsnittlige, landbaserte vindkraftprosjekt på 330 MW i Norge generere omkring 660 årsverk i utlandet knyttet til produksjon av vindturbiner.

⁸ Tilgjengelig [her](#).

3 PERSPEKTIVER FOR NORSK INDUSTRI SOM FØLGE AV NORSK VINDKRAFTUTBYGGING

3.1 Stor interesse fra norske og internasjonale investorer for å investere i landbasert vindkraft i Norge.

Ved utgangen av 2018 var samlet installert effekt 1695 MW med en normalårsproduksjon på 5,3 TWh. Av dette er 506 MW og 1,7 TWh ferdigstilt i løpet av 2018. Tretten vindkraftverk var ved utgangen av 2018 under bygging, disse har en normalårsproduksjon på 6,9 TWh. Det samme tallet var ved utgangen av 2017 på 5,5 TWh.

3.1.1 Hvorfor investeres det i norsk vindkraft?

Ressursgrunnlag

Som beskrevet i kapittel 1 er ressursgrunnlaget for vind svært godt i Norge. Norge har områder med noen av de høyest målte vindhastighetene i Europa. Disse områdene er hovedsakelig langs kysten i Vest- og Midt-Norge i deler av det sørlige Norge og i Finnmark. Mange områder har gjennomsnittlig vind på mellom 6.5 og 7.5 ms som i resten av Europa kun blir nådd i Storbritannia og Danmark.

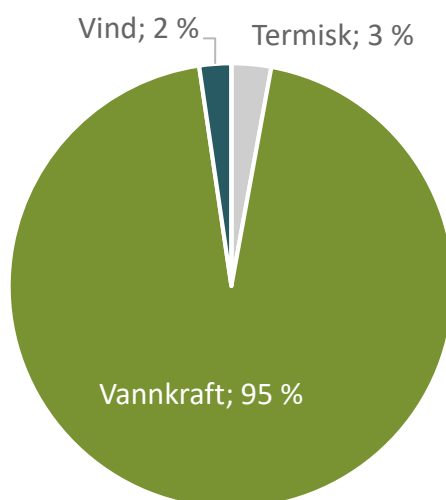
Det er også kapasitet i nettet i mange områder. Statnett oppgir for eksempel at det er plass til mellom 25 og 45 TWh ny vindkraft i Sør-Norge uten ytterligere nettførsterkninger. Nettoproblematikken er dermed i større grad en begrensende faktor i andre deler av Europa.

Mye regulerbar vannkraft gjør investeringer i vind attraktivt

Vi skiller gjerne mellom regulerbar og uregulerbar kraftproduksjon. Regulerbarhet knyttes til produksjonens evne til å tilpasse seg etterspørselen. Vannkraftproduksjon med magasin gjør at kraften kan produseres i andre perioder enn når tilsiget fyller magasinene. Denne reguleringsevnen gir slike kraftanlegg stor fleksibilitet. Elvekraft er vannkraftverk uten magasinkapasitet av betydning, og har derfor liten eller ingen reguleringsevne. Elvekraftverk har stor produksjon i snøsmeltingen om våren og i perioder på sommer og høst med mye tilsig.

Vindkraft produserer når det blåser, og vi kan ikke «lagre vinden» til vi trenger kraft. Vindkraftproduksjonen kan reguleres ned i perioder med mye vind og lavt forbruk, men ikke opp i perioder med lite vind og høyt forbruk. Med større innslag av uregulerbar produksjon stilles det større krav til reserver og fleksibilitet i annen kraftproduksjon og i forbruket.

Norge har svært mye magasinert vannkraft og som Figur 28 viser kom om lag 95% av den produserte kraften i 2018 fra vannkraft. Denne samspiller godt med den volatile vindkraftproduksjonen ved at vannkraftproduksjonen forholdsvis enkelt og til en lav kostnad kan reguleres opp og ned som følge av endringer i vindkraftproduksjonen. Samspillet mellom vind og vannkraft innebærer også at det er en mindre differanse mellom den gjennomsnittlige kraftprisen og den kraftprisen en vindkraftaktør oppnår. Det øker lønnsomhet for vindkraft og gjør Norge attraktivt for vindkraftinvestorer.

Figur 28 Fordeling kraftproduksjon i Norge i 2018

Profileringshensyn

Kraft har blitt sett på som et homogent produkt uten kvalitetsforskjeller, men vi ser at selskaper stadig oftere er opptatt av å sikre seg tilgang til ny fornybar kraft fra øremerkede kraftverk. Trenden kalles «Impact investments» og er investeringer som gjøres for å skape målbare miljømessige eller sosiale forbedringer, samtidig som de er finansielt lønnsomme, om enn ved et lavere avkastningskrav enn markedsavkastningen.

Spekteret av investeringsstrategier er vidt

Det finnes et stort spekter av investeringsstrategier som strekker seg fra tradisjonelle strategier som bare fokuserer på å levere konkurransedyktig finansiell avkastning, uten at man tar hensyn til investeringenes miljø- eller samfunnsmessige konsekvenser, til investeringer som ikke gir avkastning, men bare fokuserer på miljø- eller samfunnsmessige konsekvenser.

Som vist i Figur 29 befinner «Impact investments» seg midt i dette spekteret. «Impact investments» skal oppfylle tre krav:

1. **Intensjonalitet:**
En investor har til hensikt å ha en positiv sosial- eller miljøpåvirkning gjennom investeringen.
2. **Avkastningsforventninger:**
Investeringen forventes å gi en økonomisk avkastning.
3. **Måling av «impact»:**
Investor måler og rapporterer sosiale og miljømessige resultater og fremgang som følge av investeringen, samt sikrer transparens og ansvarlighet.

«Impact investments» er på vei inn i det nordiske kraftmarkedet

Det finnes en rekke eksempler både i liten og stor skala på «impact investments» i det nordiske kraftmarkedet. Et mye bruket eksempel er ASKOs satsing på sol- og vindkraft som et ledd i deres mål om å bli klimanøytrale og selvforsynte med fornybar energi innen 2025. ASKOs kraftforbruk ville i prinsippet være like fornybart ved kjøp av vannkraft fra nettet i kombinasjon med kjøp av opprinnelsesgarantier som sertifiserer at kraften er fornybar. ASKO velger likevel å satse på egenprodusert solkraft ved å kle taket på sitt lager i Vestby med solceller. Selskapet oppgir til TU at «Norgesgruppen har en betydelig miljøambisjon. Vi tåler lavere avkastning på miljøinvesteringer enn

andre investeringer. Solenergi er ikke en businesscase å juble av, men slik vi har regnet går vi svakt i pluss».

Google er en stor kjøper av fornybar kraft

Det er ikke bare norske selskaper som har klare mål med sine kraftinnkjøp. Det globale dataselskapet Google har også investert i norske kraftprosjekter. Selskapet har en klar filosofi rundt sin inntreden i kraftmarkedet. Strategien er sentrert rundt tre pilarer:

1. Direkte kjøp av langsiktige kraftkontrakter til datasentre skal realisere et nytt fornybarprosjekt

Googles kjøp av kraften fra Tellenes vindpark er et godt eksempel på denne strategien. Kontrakten fører til realisering av et nytt vindprosjekt. Kraftverket ligger i samme kraftmarked som Google's datasentre som skal forbruke kraften, og kraftkilden er fornybar. Kontrakten sikrer også Google inndekning for sitt langsiktige kraftbehov med stabile priser. Google har vært karbonnøytrale siden 2007 og er i dag verdens største kjøper av fornybar kraft. Den fornybare kraften kjøpes direkte fra sol- og vindparker lokalisert i nærheten av Googles datasentre rundt om i verden. Etablering av nye datasentre fører dermed ikke nødvendigvis til en strammere kraftbalanse og høyere kraftpriser gjennom økt forbruk, fordi de ofte er direkte knyttet til investeringer i ny kraftproduksjon. Dersom denne investeringen i produksjonskapasitet ikke ellers ville kommet, balanserer økt etterspørsel med økt produksjon.

Figur 29 Spekteret av investeringsstrategier

	Kun finansielt	Ansvarlig	Bærekraftig	«Impact»			Kun «Impact»
Investeringsprofil	Leverer konkurransedyktig finansiell avkastning						
	Redusere miljømessig, sosial og politisk risiko						
	Oppsøke miljømessige, sosiale og politiske muligheter						
	Fokusere på målbare muligheter med stor effekt						
				Konkurransedyktig finansiell avkastning			
				Avkastning under markedsavkastning			
Begrenset eller ingen hensyn til miljø, samfunn og styresett	Redusere/ håndtere risikofylte miljømessige, sosiale eller politisk konsekvenser for å beskytte verdier	Jobbe aktivt for å hindre negative miljømessige, sosiale eller politiske konsekvenser for å øke verdier	Adressere samfunnsmessige konsekvenser som gir konkurransedyktig finansiell avkastning for investor	Adressere samfunnsmessige konsekvenser som kan gi avkastning under markedsavkastning for investor	Adressere samfunnsmessige konsekvenser som vil gi avkastning under markedsavkastning for investor	Adressere samfunnsmessige konsekvenser som ikke vil gi avkastning for investor	

Kilde: SIITF WGAA (2014)

2. Pilotprosjekter med nye teknologi

Google tester nye teknologier på egne forretningseiendommer, dersom de tror at:

- Det er god forretningslogikk i prosjektet
- Teknologien har potensiale for langsiktig, betydelig påvirkning på energisystemet

3. Investeringer og eierskap i ny produksjon

Så langt har Google gjort direkte investeringer på 2,5 milliarder USD i 26 ulike vind- og solkraftprosjekter med en samlet kapasitet på 3 GW. Fellestrekkene for investeringene er at de fremmer innovative, storskala løsninger, uten at Google har et eget behov for kraften. Samtidig er det ofte et element av ny teknologi eller nye finansieringsmodeller i prosjektene. Kraften selges som regel til lokale sluttbrukerselskaper

Også utenlandske kraftprodusenter med klare fornybarmål investerer i Norden

Samtidig med økt interesse på kjøpssiden ser vi også en større interesse for investeringer i nordisk kraftsektor fra utenlandske kraftprodusenter. Disse produsentene er ofte eid av lokale myndigheter og har en målsetting om å produsere like mye fornybar kraft som de forbruker i sitt hjemmemarked. Disse selskapene er på jakt etter de beste investeringsmulighetene i fornybar energi. De gode vindforholdene i Norden virker forlokkende på disse aktørene. Samtidig kan de godta et noe lavere avkastningskrav for å møte eiernes fornybarmålsettinger. Et eksempel er Stadtwerke München som har en målsetting om å produsere nok fornybar energi til å dekke Münchens 7.5 TWh kraftbehov innen 2025. Deres investering i Raskiftet vindpark er et ledd i denne satsingen.

Betydningen av PPA'er

Kraftintensiv industri bruker ofte langsiktige PPAer for å unngå eksponering mot kraftprisfluktuasjoner. I de siste årene har vi sett en vekst i antall inngåtte PPA'er i Norden. Disse har hovedsakelig vært knyttet til spesifikke vindprosjekter. Ifølge WindEurope, har Europeiske selskaper signert nesten 5 GW med PPAer tilknyttet vindprosjekter siden 2014. I 2018 ble det inngått PPAer på om lag 1,5 GW knyttet til vindprosjekter, hvorav over halvparten ligger i Norge og Sverige. Figur 30 viser en oversikt over noen tidligere prosjekter som er realisert gjennom med PPAer.

Figur 30 Utvalgte prosjekter realisert med PPA'er

Project	Markbygden 650 MW ETC 2019	Valhalla 357 MW ETC 2020	Øyfjellet 330 ETC 2021	Bjerkreim 294 MW ETC 2019	Överturingen 235 MW ETC 2021	Guleslettene 197 MW ETC 2020	Lehtirova 148 MW ETC 2018	Laxåskogen 25 MW ETC 2019
Developer	 SVEVIND	 OX2	 eolus	 Norsk Vind Energi AS	 SCA	 zephyr	 OX2	 VKS
Owner	 General Electric  MACQUARIE	 Aquila Capital	 eolus	 LUXCARA	 MACQUARIE	 BLACKROCK	 Aquila Capital	 WIRTGEN INVEST
PPA	 HYDRO 19 years	Unknown counterpart	 ALCOA 15 years	 facebook 15 years	 HYDRO 29 years	 ALCOA 15 years	 Google 10 years	Unknown counterpart

En PPA gir muligheter til at en forbruker å kjøpe strøm på lang sikt direkte fra en (fornybar) kraftprodusent uten å være samlokalisert. PPAene som brukes, har gjerne en varighet på mellom 10 og 20 år og kan avhengig av hvordan de er strukturert, gi prissikkerhet for både forbruker og produsent. Det er en rekke faktorer som har drevet veksten i antall inngåtte PPA'er de siste årene. Vi har forsøkt å summere disse opp i Figur 31.

Figur 31 *Drivere i PPA markedet*

- **Volatile kraftpriser:** PPAene kan struktureres slik at prisene er fast. Kontrakten kan derfor tjene som en sikring mot fluktuerende kraftpriser.
- **Stigende kraftpriser:** Etter mange år med fallende kraftpriser har prisene steget de siste årene. Dette kan ha lede til at flere forbrukere har funnet tiden riktig for å sike kraftforbruket fremover.
- **Bærekraftsmål:** Et økende antall selskaper har klare mål for bærekraft og klimavennlighet. Å inngå en PPA med et bestemt vindkraftprosjekt kan være en effektiv måte å nå selskapets bærekraftsmål på.
- **Prosjektfinansiering:** Vi ser at for at eierne skal få prosjektfinansiering stilles det stadig oftere krav om en PPA fra långiver.
- **Kostnadsreduksjoner:** Kostanden for vindkraft har falt drastisk noe som gjøre det attraktivt for forbrukerne å inngå kontrakter som er knyttet direkte til vindkraft.

Spesialisering

Tidligere sto lokale kraftprodusenter for hele verdikjeden i nye prosjekter, de utviklet, bygget, og drev kraftverkene. Vi ser imidlertid en økt grad av spesialisering, spesielt innenfor vindkraft. Den vanligste måte å strukturere slike prosjekter har vært at en prosjektutvikler utvikler prosjektet, som deretter selges til en finansiell investor. Vi ser i dag at utviklere i større grad beholder deler av eierskapet eller at det er sameie mellom norske og utenlandske interesser. Den største risikoen i prosjektet er forbundet med kraftprisutviklingen. For å unngå eksponering i spotmarkedet for kraft sikres ofte inntektene fra fremtidig kraftproduksjon gjennom en PPA med en stor forbruker. Vi ser derfor at det i tillegg til de tradisjonelle aktørene også har dukket opp en rekke nye aktører innenfor vindkraft og PPA-markedet. Flere av disse aktørene er representert i PPA-oversikten som presenteres i Figur 30.

Flere vindkraftprosjekter finansieres av **internasjonale investeringsfond** som BlackRock, Luxara, Ardian, Credit Suisse, Aquila Capital, osv. Disse fondene ser vanligvis etter investeringsmuligheter over hele Europa. For disse fremstår norske vindkraftprosjekter som attraktive på grunn av de gode vindressursene og stabile politiske rammer.

Europeiske kraftselskaper med klare mandater for å investere i fornybarprosjekter ser etter gode prosjekter i Norden. De utenlandske kraftselskapene (SWM, EWZ, BKW osv.) har klare

investeringsmål fra sine eier og ønsker å diversifisere sine porteføljer både geografisk og med ulike teknologier for å kunne levere kostnadseffektivt på de målene eierne har satt.

Tradisjonelle norske kraftselskaper som Eidsiva, Statkraft og TrønderEnergi samarbeider ofte med internasjonale investorer eller europeiske kraftselskaper for å utvikle og finansiere vindkraftprosjekter gjennom ulike PPA-strukturer. Motivasjonen for de lokale kraftselskapene spenner fra å diversifisere sin portefølje, via å lære en ny teknologi til å være en foregangsaktør i drift av vindkraft.

Nye aktører på etterspørselssiden har et fokus på fornybar energi og et ønske om å realisere nye prosjekter gjennom PPAer (Google, Facebook etc.). Den nåværende bølgen av PPAer startet med selskaper med klare mål om å være fornybare og grønne. De kobler ofte PPAene til spesifikke prosjekter og har en strategi der de primært inngår en PPA hvis det fører til at et nytt fornybarprosjekt realiseres.

Tradisjonell kraftintensiv industri (Alcoa, Hydro, etc.) endrer hvordan de tenker rundt PPA avtaler. Tradisjonell kraftkrevende industri har blant annet i økende grad begynt å koble PPAene til spesifikke vindprosjekter både fordi det kan gi en attraktiv prising og fordi det er viktig for dem at kraften de bruker er fornybar.

3.2 Betydningen for industrien

For kraftintensiv industri utgjør kraftkostnadene en betydelig del av produksjonskostnadene. Kraftkostnadene er derfor en av de faktorene som har mest betydning for konkurransesituasjonen. Vi vil derfor se nærmere på hvor sensitiv den kraftintensive industrien i Norge er og hvor eksponert industrien er for internasjonal konkurranse. Generelt kan en si at jo større andel kraftkostnadene utgjør av de samlede kostnadene og jo mer utsatt de ulike industribedriftene er for internasjonal konkurranse, desto mer betydningsfull er kraftprisen for bedriftenes konkurranseevne på kort og lang sikt.

I denne gjennomgangen omfatter kraftintensiv industri følgende industrigrupper

- Produksjon av papirmasse, papir og papp (Nasekode 17,1)
- Produksjon av kjemiske råvarer (Nasekode 20,1)
- Produksjon av jern, stål og ferrolegeringer (Nasekode 24,1)
- Ikke jernholdige metaller (Nasekode 24,4)

3.2.1 Kraftintensiv industris følsomhet for elpriser

Den kraftintensive industriens prisleisomhet med hensyn til kraftprisen avhenger av hva slags virksomhet de driver. Et sentralt spørsmål er konsekvensene av kraftprisene for langsiktige beslutninger om lokalisering av industrivirksomhet. Disse beslutningene påvirkes av energikostnadene, både det forventede nivået og risikoen. Dels kan det være aktuelt å legge ned eksisterende virksomhet og eventuelt flytte produksjonen utenlands. Dels kan det handle om at ny virksomhet besluttes lokalisert utenfor Norge, eller manglende reinvesteringer i eksisterende anlegg som medfører nedbygging over tid. Økte kraftkostnader kan videre bidra til at det brukes mindre ressurser på utvikling og innovasjon, som kan påvirke omfanget av industrivirksomhet i Norge på lengre sikt.

Energiintensitet og eksponering for internasjonal konkurranse er to kriterier som hver for seg og til sammen fanger opp viktige drivere for den samlede prisleisomheten. Et alternativ til energiintensitet som kriterium er elintensitet som gir et kvantitativt uttrykk for hvor viktig kraft er i tilvirkningen av produktene.

Eksposering for internasjonal konkurranse sier noe om evnen til å overvelte kostnadsøkninger i sluttbrukerprisene. En energiintensiv bedrift med monopol på sluttproduktet den leverer kan i prinsippet videreføre enhver kostnadsøkning til kundene, og er på den måten lite prisfølsom.

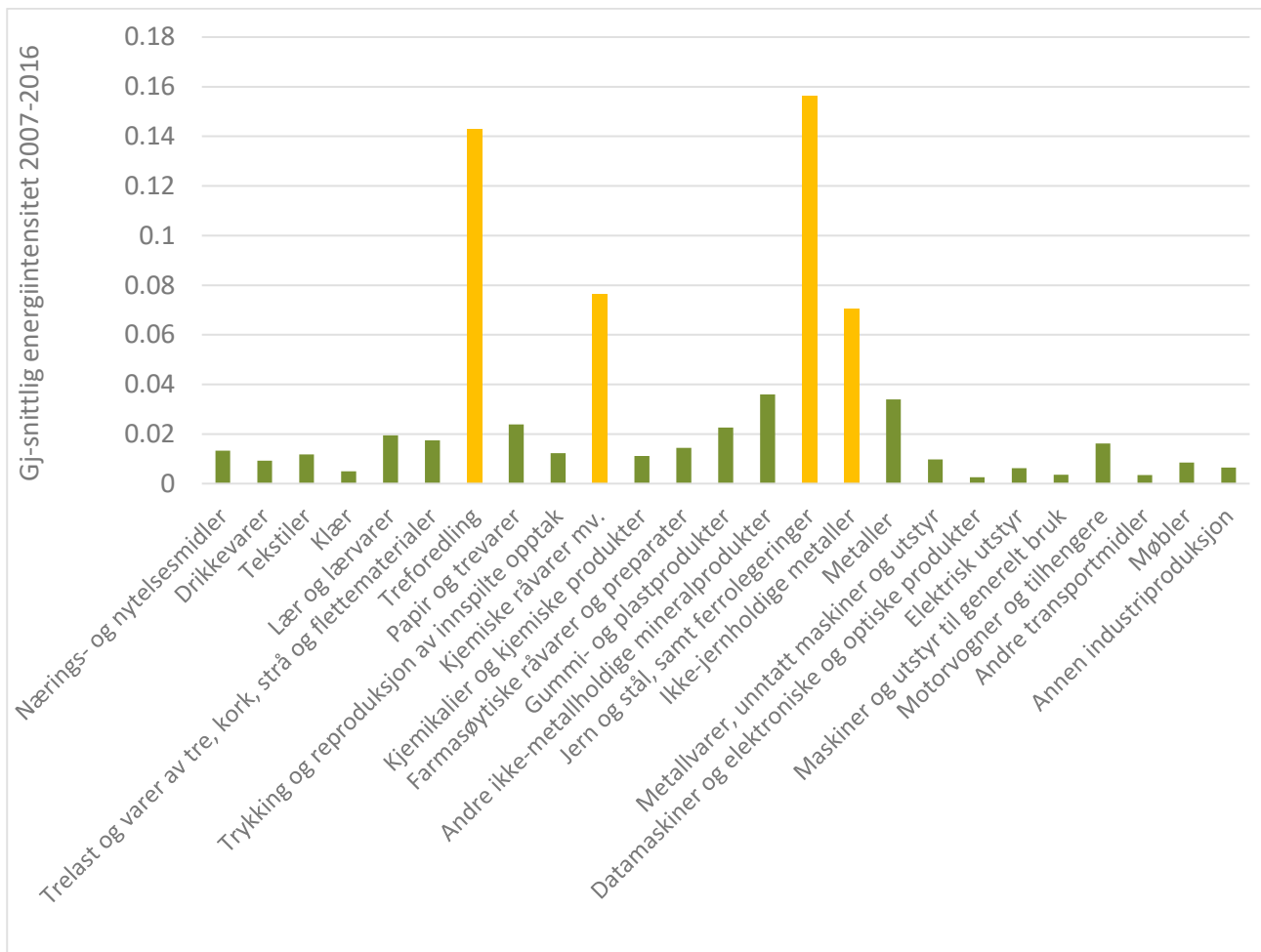
Elintensitet målt som andel av omsetning eller totale kostnader

Måling av elintensitet krever et sammenligningsgrunnlag for elkostnadene eller elforbruket i produksjonen (i GWh). Det er flere muligheter, herunder omsetning eller produktpriser, totale produksjonskostnader, råvarekostnader eller bruttoprodukt, som alle har både fordeler og ulemper. Det kan også benyttes standarder for elforbruk pr. produsert enhet. Valg av sammenligningsgrunnlag må derfor bygge på en avveining mellom ulike forhold. THEMA har i tidligere analyser anbefalt å bruke omsetning eller produktpriser som sammenligningsgrunnlag⁹.

Gitt en hensiktsmessig målemetode, tilfredsstiller elintensitet krav til objektivitet og kontrollerbarhet. Både prinsipielt og empirisk er det mulig å skille mellom bedrifter eller sektorer ut fra elintensitet,

En utfordring når en skal måle elintensitet er at forskjellige kilder gir ganske ulike resultater. Feilkilder kan blant annet skyldes hvordan internproduksjon prises. Figur 32 viser den målte elintensiteten med utgangspunkt i statistikk fra SSB. Den viser at kraftintensiv industri, som er har gul farge i figuren, har en langt høyere elintensitet enn øvrig industri.

Figur 32. Gjennomsnittlig elintensitet i perioden 2007 - 2016



Kilde: SSB. Kraftintensiv industri er merket med gult og oppgitt per 3-sifret NACE-kode. Resterende industri oppgitt per 2-sifret NACE-kode.

⁹ THEMA Rapport 2018-05 Kriterier for prisfølsomhet i Statnetts tariffmodell

Imidlertid ser elintensitet målt med utgangspunkt i SSB statistikk ut til å være misvisende sammenliknet med det vi vet fra andre kilder.

Gitt en produktpris på 18700 NOK/tonn (tilsvarende 2200 USD og en NOK/USD-kurs på 8,5) fremkommer en elintensitet på rundt regnet 25 prosent¹⁰, som er mye høyere enn det som framkommer av SSBs tall. Andre kilder oppgir at kraftkostnadene utgjør hele 35 % av de totale produksjonskostnadene¹¹.

Eksponering for konkurranse bør baseres på en kvalitativ og kvantitativ vurdering

Graden av eksponering for internasjonal konkurranse avhenger av en rekke forskjellige faktorer, herunder konkurranseintensitet i det underliggende markedet, eventuell produkt differensiering, transportkostnader, handelsbarrierer, valutakurser og kapasitetssituasjonen i markedet. Det er praktisk svært utfordrende å ta hensyn til alle disse faktorene på en konsistent og fullstendig måte.

I EUs retningslinjer brukes handelsintensitet som mål på konkurranseeksponering. Handelsintensitet defineres i EU-sammenheng som summen av eksport og import til/fra tredjeland dividert på summen av omsetning i hjemlandet og import fra tredjeland (der tredjeland refererer til land utenfor EU). En tilsvarende indikator kan beregnes for virksomhet lokalisert i Norge. Både ut fra teori og empiri kan det imidlertid argumenteres for at handelsintensitet er lite egnet som indikator på konkurranseeksponering, i hvert fall brukt som eneste mål. Blant annet ser vi at handelsintensitet i liten grad skiller mellom kraftintensiv industri og annen industri som vi normalt anser som vesentlig mer skjermet og som i liten grad er følsomme overfor endringer i energipriser. Handelsintensitet fanger heller ikke opp sammenhengen mellom eksponering for internasjonale markeder og risikoen for at langsiktige lokaliseringsbeslutninger faktisk påvirkes.

Vi ser derfor også at noen land, som Tyskland, bruker sektortilhørighet som kriterium for fordeling av kostnadene ved finansiering av støtte til ulike typer fornybar energi. Det bygger implisitt på en vurdering av hvilke sektorer som er konkurranseutsatt. Dette er også tilnærmingen som er valgt i den norske ordningen for karbonpriskompensasjon.

Vi presenterer her en mulig måte for måling av konkurranseeksponering der en bruke kvalitative og kvantitative kriterier som veies sammen og uttrykkes i en overveltingsfaktor. En slik metodikk er blant annet benyttet i THEMA og Vista Analyse (2011).

De viktigste faktorene som påvirker en sektors overveltingsevne er sammenfattet under:

1. Størrelsen på kostnadsøkningen
2. Forskjeller i kostnadsstruktur i forhold til konkurrenter lokalisert i land uten karbonkostnader
3. Konkurransesituasjon
 - a. Graden av internasjonal konkurranse
 - b. Markedsstruktur
 - c. Etterspørselastisitet og det respektive produktets substituerbarhet

Resultatene for et utvalg industrisektorer fra THEMA og Vista Analyse (2011) er gjengitt i tabellen nedenfor. En overveltingsevne på 0 prosent tilsier at det er svært sterk internasjonal konkurranse. Vi ser at det er betydelige forskjeller mellom ulike industrisektorer. Samtidig viser analysen at ikke

¹⁰ Vi har forutsatt et kraftforbruk på 11,5 kwh pr kilo aluminium, se; <http://www.hydro.com/no/hydro-i-norge/var-virksomhet/forskning-og-utvikling/-Energireduksjon/>

¹¹ Intervju med Toini Løvseths

jernholdige metaller (hovedsakelig aluminium) har en overveltingsevne på 0. Jern- og stålindustrien og treforedling har også svært lav overveltingsevne.

Figur 33. Egenskaper ved kraftintensiv industri

Industri	Kraftkostnad (%-andel av total prod.kost)	Konkurransesituasjon	Overveltings evne	Kapital-kostnader	Risiko for lekkasje
Jern og stål	BOF: 4 % EAF: 8 % Ferro-legeringer: 16 %	Prisene settes i verdens-markedet Betydelig global konkurranse for BOF Mer regional konkurranse for EAF	BOF: 6 % EAF: 66 %	Høy	Høy for ferro-legeringer og BOF
Ikke-jernholdige metaller (aluminium)	20-35 %	Prisene settes i verdens-markedet Betydelig global konkurranse	0 %	Høy	Høy
Tre-foredling	12 % (papirmølle)	Globalt marked Økt konkurranse fra fremvoksende økonomier og alternativer til papp og papir Stor variasjon mellom prosesser mht. homogenitet og standardisering	0-50 %	Høy	Medium-Høy
Kjemiske råvarer	Stor variasjon Uorganiske kjemikalier ellers: 15 % Karbider: 16,8 %	Betydelig handel internt i Europa Europa er nettoeksportør	Varierer	Varierer	Varierer

Kilde: THEMA Consulting Group AS og Vista Analyse 2011

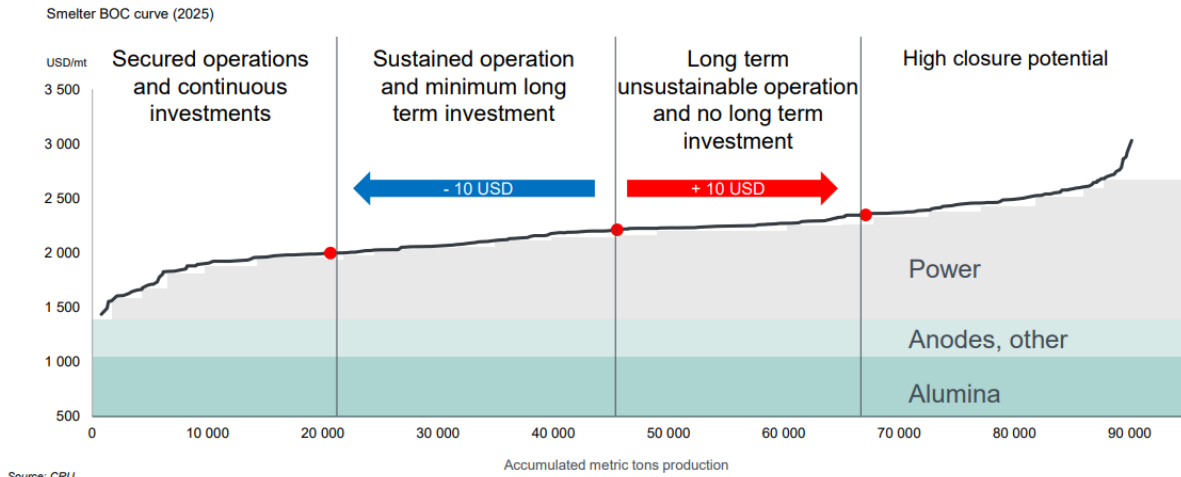
Kraftkostnadenes andel av den kortsiktige tilbudskurven i det globale aluminiumsmarkedet

En siste tilnærming for å illustrere kraftkostnadenes betydning er formen og oppbyggingen av den kortsiktige tilbudskurven for aluminium. Figur 33. Egenskaper ved kraftintensiv industrier hentet fra et foredrag av Kristian Hauglum i Norsk Hydro. Den viser at det er kraftkostnadene som avgjør hvor ulike anlegg befinner seg på den kortsiktige tilbudskurven. Den viser også at tilbudskurven er svært elastisk noe som innebærer at små endringer i kraftkostnadene gir stort utslag på tilbudet.

Som vi har omtalt foran kan kraftkostnaden utgjøre opp til 25 prosent av totalkostnadene inklusiv de faste kapitalkostnadene for aluminiumsprodusentene. Det betyr at kraftkostnadene er sammen med kapitalkostnadene en svært viktig faktor for bedriftenes lokaliseringsbeslutninger

Figur 34. Kortsiktig global tilbudskurve for aluminiumsproduksjon**Flat business operating cost curve – power the differentiator**

The effect of 10 USD change in power price



Kilde; Norsk Hydro

Alcoa

Alcoa har inngått 3 PPA kontrakter på til sammen ca 2,7 TWh pr. år. Kontraktsprisene ligger noe under nivået for såkalte OTC kontrakter, dvs. kontrakter en normalt vil kunne oppnå i det norske markedet med innenlandske vannkraftprodusenter.

Alcoa produserer aluminium i Mosjøen og på Lista. Energibehovet på disse to anleggene er på henholdsvis 359 og 195 MW. Mosjøen er gammelt aluminiumsverk men det ble investert ny teknologi i 2006. Anlegget på Lista (Søderberg-verk), drives også med gammel teknologi (Søderberg-verk). Krav om utslippsstandarter er en viktig faktor for en eventuell beslutning om å investere i ny på Lista-anlegget. Under intervjuet kom det fram at de nye PPA-betingelsene gir et godt grunnlag for at Alcoa investerer i ny teknologi her.

Avgjørende for Alcoa er tilgang på fornybar kraft. Å kunne koble kontraktene til konkrete anlegg er derfor avgjørende for Alcoa. Alcoa mener at samspillet mellom vindkraftutbyggerne og industrien er en vinn – vinn. Vindkraftinvestorene får langsiktighet og forutsigbarhet mot å inngå kontrakter som gjør det attraktivt for industrien og drive videre og gjøre nødvendige investeringer i fortsatt drift.

Å opprettholde norsk aluminiumsproduksjon basert på fornybare energikilder er et svært godt klimatiltak ifølge Alcoa. En nedbygging i Norge vil kunne føre til økt produksjon andre steder med et langt høyere klimaavtrykk. Mens ett tonn aluminium basert på fornybar energi i Norge slipper ut 2 tonn CO₂, slipper kinesisk aluminiumsproduksjon ut hele 17-18 tonn CO₂ pr tonn aluminium.

3.3 Kraftintensiv industris ringvirkninger**3.3.1 Innledning**

Den kraftintensive industrien har lange tradisjoner i Norge og ligger langt framme teknologisk. Industrien har gjennom mange årtier bygget opp et sterkt kompetansemiljø som bidrar til at bedriftene kontinuerlig gjennomfører forbedringer av teknologi og driftsmodeller. Dette har vært en viktig forutsetning for at industrien har kunnet møte den internasjonale konkurransen. Den

kraftindustrien har stått sentralt i industrialiseringen av Norge og betyr mye for en rekke regioner og lokalsamfunn.

Den kraftintensive industriens betydning for norsk økonomi kan belyses kvantitativt på ulike måter. Først kan en se på de direkte virkningene av den løpende virksomheten. Deretter kan en anslå de indirekte virkningene, dvs. hvordan den økonomiske aktiviteten og sysselsettingen i industrien skaper ringvirkninger i norsk økonomi gjennom såkalte kryssløps- og konsumvirkninger. Kryssløpsvirkningene omhandler hvordan virksomhetens innkjøp av varer og tjenester skaper aktivitet i leverandørindustrien, mens konsumvirkningene beskriver makroøkonomiske multiplikatorvirkninger gjennom økonomien ved at inntjeningen i industrien bidrar til økt forbruk både i privat og offentlig sektor.

Store deler av den kraftintensive industrien generer betydelige eksportinntekter for Norge. I følge Norsk Industri eksporterer prosessindustrien, hvor den kraftintensive industrien er en viktig del, mellom 80 og 90 prosent av produksjonsverdien¹².

3.3.2 Direkte virkninger for verdiskaping og sysselsetting

De direkte virkningene for sysselsetting og verdiskaping i 2016 følger av Tabell 1. Dette året var industriens samlede bidrag til BNP målt ved bruttoproduktet på godt og vel 22 milliarder kroner, mens sysselsettingen målt i antall hele årsverk var ca. 17400. Kraftforbruket var på 36360 GWh. I gjennomsnitt gir det et bruttoprodukt på 0,73 millioner kroner og 0,48 årsverk pr GWh kraftforbruk.

Tabell 1. Bruttoproduct og sysselsetting i kraftintensiv industri absolutt og pr GWh kraftforbruk (2016)

	Bruttoproduct (mill. kr)	Antall sysselsatte	Kraftforbruk GWh	Bruttoproduct/GWh (mill nok)	Antall sysselsatte/GWh
Produksjon av papirmasse m.v.	2294	1864	3561	0,64	0,52
Produksjon av kjemiske råvarer	9616	6531	6980	1,38	0,94
Produksjon av jern stål og ferrolegeringer	2723	1829	5069	0,54	0,36
Ikke jernholdige metaller	7575	7160	20750	0,37	0,35
Sum	22208	17384	36360	0,73	0,48

Slike nøkkeltall kan gi en indikasjon på de årlige direkte virkningene av den økonomiske aktiviteten til den kraftintensive industrien. Nøkkeltallene må brukes med forsiktighet da inntjening og sysselsetting vil variere over tid, og de vil ikke nødvendigvis gi korrekte anslag ved investeringer i økt produksjonskapasitet, der både ny teknologi og skalaeffekter kan påvirke både verdiskaping og sysselsettingseffekter. Det har også vært et oppsving i industriens inntjening etter 2016 som ikke fanges opp i disse tallene. Det kan også innvendes at ringvirkningsanalyser er mest relevant på kort sikt når og hvis det er ledige ressurser i økonomien. På lenger sikt er det grunn til å forvente at nedgang i industrien aktivitet, eventuelt fravær av økt aktivitet, vil føre til at ressursene gradvis kanaliseres over i andre bransjer.

¹² Veikart for prosessindustrien – Økt verdiskaping med nullutslipp i 2050, Norsk Industri (2016)

Men med utgangspunkt i nøkkeltallene presentert i Tabell 1 vil en kunne gi rimelige anslag på hvordan endringer i den kraftintensive industrien aktivitetsnivå vil påvirke direkte sysselsetting og bidrag til verdiskapingen målt ved industriens bidrag til BNP. Vi kan da for eksempel anslå at en økning i den kraftintensive industriens kraftforbruk på 1 TWh vil i gjennomsnitt øke den direkte verdiskapingen på 730 millioner kroner pr år. Videre vil den direkte sysselsettingen øke med 480 årsverk. Vi antar at fordelingen av aktivitetsendringen er proporsjonal med fordelingen av bruttoproduktet. Som figuren viser er det betydelig variasjon mellom industriene, noe som skyldes ulike produktinnsats og elintensitet. Merk at forholdstallet mellom bruttoprodukt og energiforbruk ikke sier noe om virksomhetens lønnsomhet, men gir informasjon om hvor mye sysselsetting og bidrag til BNP som hver TWh brukt i industrien kan henføres til. Nøkkeltallene kan også brukes til å vurdere endringer i aktivitetsnivået i hver av de fire industrigrenene vi har inkludert i denne analysen.

3.3.3 Indirekte virkninger

Kjøp av varer og tjenester

Vi har i denne studien ikke tilgang på data som gjør det mulig å beregne de indirekte kryssløpsvirkningene for leverandørindustrien som følge av den kraftintensive industriens kjøp av varer og tjenester. SSB gjorde imidlertid en analyse basert på 2014 tall som viser en samlet indirekte verdiskaping (bruttoprodukt) i leverandørindustrien med utgangspunkt den kraftintensive industriens kjøp av varer og tjenester på vel 23 milliarder kroner. Vi antar videre, med utgangspunkt i tilsvarende analyser som THEMA har gjort, at det realiseres et bruttoprodukt på 1,4 millioner pr sysselsatt. Det gir en indirekte sysselsettingseffekt i den norske leverandørindustrien på 16400 årsverk.

Konsumvirkninger

Tabell 2 viser sysselsetting, gjennomsnittlig lønnsnivå og totale lønnskostnader for den kraftintensive industrien i 2016.

Tabell 2. Lønnskostnader og gjennomsnittlig årslønn i 2016 og 2017 for ansatte i et utvalg kraftintensiv industri

	Lønnskostnader 2016 (mill. NOK)	Gjennomsnittlig Årslønn (2016)
Produksjon av papirmasse m.v.	1 058	567 597
Produksjon av kjemiske råvarer	4 176	639 412
Produksjon av jern stål og ferrolegeringer	891	487 151
Ikke jernholdige metaller	4 090	571 229
<i>Sum</i>	10 215	587 609

Kilde: SSB

For å beregne de indirekte sysselsettingen som følge av konsumvirkningene kan vi benytte en enkel keynesiansk modell. I følge denne modellen er multiplikatoren avhengig av marginals-katten på lønnsinntekten og den såkalte importtilbøyeligheten og spareraten i samfunnet. Med rimelige anslag for sparerate, marginals-katt og importtilbøyelighet kommer vi fram til en multiplikator på 1,26.

Tabell 3 oppsummerer de direkte og indirekte sysselsettingseffekten av kraftintensiv industri. Som vi ser er summen av direkte og indirekte sysselsettingseffekter av den kraftintensive industriens aktiviteter beregnet til rundt regnet 42000 årsverk. Av de indirekte virkningene har kryssløpsvirkningene størst betydning. Beregningen gir en total multiplikator for kryssløpsvirkninger og konsumvirkninger på 2,41. Det kan tolkes slik at for hver arbeidsplass i den kraftintensive industrien dannes det 1,41 arbeidsplasser i resten av norsk økonomi gjennom ringvirkninger.

Tabell 3. Direkte og indirekte sysselsettingseffekter av den kraftintensive industrien løpende virksomhet. Basert på 2016 tall.

	Antall sysselsatte	Forutsetninger	Kilde
<i>Direkte sysselsetting</i>	17400		SSB-data
<i>Indirekte virkninger i leverandørindustrien (kryssløpsvirkninger)</i>	16400	Antar 1,4 millioner kroner i bruttoprodukt pr årsverk og en kryssløpsvirkning på 23 milliarder kroner (2014-tall)	SSBs nasjonal-regnskapsstatistikk
<i>Indirekte virkninger i resten av økonomien (Konsumvirkninger)</i>	8100	En implisitt multiplikator på 1,26	Basert på en enkel keynesiansk makroøkonomisk modell
<i>Totalt</i>	41900		

4 VINDKRAFTENS BETYDNING FOR Å NÅ NORSKE OG INTERNASJONALE KLIMAMÅL

Dekarbonisering av kraftproduksjon og elektrifisering av forbruk spiller en viktig rolle for realiseringen av europeiske klimamål. I denne delen vil vi beskrive gjeldende europeiske klimamål og hvilken rolle vindkraften spiller for å oppnå disse målene.

4.1 Norsk og Europeisk klimapolitikk

4.1.1 Ambisiøse mål for kutt i klimagassutslipp i EU

EUs overordnede målsetning for klimagassutslipp mot 2030 er et kutt på 40 prosent målt mot nivået i 1990. Utslippene i EU er delt i to kategorier: ETS og ESR. Utslipp fra energisektoren, industrien og deler av luftfarten er omfattet av kvotemarkedet (ETS). Alle øvrige utslipp dekkes av *Effort Sharing Regulation* (ESR). Størsteparten av utslippene som omfattes av ESR kommer fra transport, bygg og landbrukssektoren.

ETS-ordningen dekker omkring 45 prosent av de samlede utslippene i EU, mens ESR dekker de resterende 55 prosentene. EUs mål for utslippskutt i ETS-sektorene og ESR-sektorene er henholdsvis 43 og 30 prosent i 2030 sammenlignet med nivået i 2005.

For ETS-ordningen oppnås utslippsreduksjonen ved at det utstedes et begrenset antall kvoter for klimagassutslipp som gradvis reduseres fram mot 2030. Kvoter kan kjøpes og selges mellom aktører i markedet, noe som skal sikre at de billigste utslippskuttene gjøres først, uavhengig av i hvilket land de er lokalisert.

For ESR er det satt mål for utslippskutt for hvert medlemsland i stor grad basert på velstandsnivå (BNP). Forpliktelsene for utslippskutt mot 2030 varierer mellom 40 prosent for Sverige og Luxembourg, til 0 prosent for Bulgaria.

4.1.2 Mål for norske utslippskutt og elektrifisering og vindkraft som tiltak

Norge ønsker å oppnå klimamålene for 2030 i samarbeid med EU. Klimaloven som ble vedtatt i 2017 setter et mål om 40 prosent utslippskutt i Norge i 2030 målt mot 1990-nivå. Norge er en integrert del av ETS-ordningen og det forhandles om en nærmere tilknytning til ESR-ordningen hvor et mål for utslippskutt på lik linje med Sverige (40 prosent) har vært indikert. I likhet med EU, har Norge gjennom klimaloven en langsiktig målsetning for klimagassreduksjoner på 80-95 prosent innen 2050 målt mot 1990-nivå.

Oppnåelse av samlede utslippskutt på 40 prosent i Norge, innebærer at utslipp fra installasjoner som omfattes av ETS beregnes ut fra det antallet kvoter som Norge utsteder. Høyere kvotepliktige utslipp fra kraft-, varme- og industriproduksjon inkluderes ikke. Derimot inkluderes utslippene fra de sektorene som ikke omfattes av ETS i det norske utslippsregnskapet. Viktige sektorer her er transport, ikke-kvotepliktig industri og bygg og næring (inkludert jordbruk).

Både i transportsektoren og de øvrige er elektrifisering et viktig tiltak for å redusere utslipp. Ifølge en beregning gjennomført av Statnett, vil et scenario med omfattende elektrifisering i disse sektorene kunne øke elforbruket i Norge med 30-50 TWh per år. En slik utvikling vil med andre ord fordele økt produksjon og/eller import av kraft, og der økt vindkraftproduksjon i Norge trolig kan spille en viktig rolle. Økt krafttetterspørsel fra elektrifisering vil, alt annet like, gi høyere kraftpriser i Norge og øke lønnsomheten av å bygge ut vindkraft. Hvor mye vindkraft som kan bygges ut og hvor kostbart det blir, avhenger også av i hvilken grad det legges til rette for vindkraft både i nettet og når det gjelder konsesjoner. Tilsvarende kan man hevde at utslippskutt gjennom elektrifisering blir dyrere dersom det blir sterke begrensninger på utbygging av vindkraft i Norge.

4.1.3 I EU diskuteres nå en heving av klimamål for 2030 og 2050 – vil trolig også øke ambisjonsnivået i Norge.

Målet for Paris-avtalen er å begrense den globale oppvarmingen til godt under 2 grader, men summen av innmeldte NDCer pr. i dag er anslått å gi en temperaturøkning på 3-4 grader. Det har derfor vært et økende politisk press for å øke det samlede ambisjonsnivået for Paris-avtalens deltagere. IPPCs rapport om konsekvensene at en 1,5 graders oppvarming som ble lagt fram høsten 2018 har ytterligere bidratt til å aktualisere diskusjonen rundt hva som er et riktig innsatsnivå fra ulike land for å redusere de globale klimagassutslippene.

Kommisjonen la i høst frem åtte scenarier for en langsiktig klimastrategi for EU mot 2050. Fem av scenarioene viser hvordan EU kan oppnå 80 prosent utslippsreduksjoner, et viser hvordan 90 prosent kan nås og to hvordan EU kan oppnå netto nullutslipp. Scenariene diskuteres mellom medlemslandene våren 2019, og det ventes at unionens statsledere vil ta en avgjørelse når det gjelder målsetning for 2050 på toppmøtet enten i mai eller oktober 2019.

Europaparlamentet ved flere anledninger tatt til orde for å heve EUs målsetning for 2030 fra 40 til 55 prosent reduksjon relativt til 1990-nivået. Videre har de tatt til orde for at EU bør ha netto nullutslipp som mål senest innen 2050.

Medlemsstatene har foreløpig ikke tallfestet et ambisjonsnivå, men på et rådsmøte i februar slo de fast at EU skal bidra til å øke det globale ambisjonsnivået og lede an i kampen mot klimaendringene.

I september 2019 skal det holdes et ekstraordinært toppmøte arrangert av FNs generalsekretær Guterres i New York hvor målet er å øke det globale ambisjonsnivået for reduksjon av klimagassutslipp gjennom Paris-avtalen.

Mye tyder på at EU vil kunne komme til å heve sine nåværende målsetninger for reduksjon i klimagassutslippene fra dagens nivå både for 2030 og 2050. En slik heving i ambisjonsnivået vil kreve en økt omstillingstakt mot lavutslippsløsninger. Ettersom Norge speiler EUs målsetninger for utslippsreduksjoner både for 2030 og 2050, vil en slik utvikling trolig også aktualisere en heving av norske klimamål.

4.2 Betydningen av EUs fornybarmål for utbygging av fornybar kraft i Norge

4.2.1 EU har satt et nytt fornybarmål for 2030 – usikkert om Norge også skal ha det

Sommeren 2018 ble EUs institusjoner enig om en revidert versjon av fornybardirektivet. Revisjonen innebar at det ble satt et bindende fornybarmål for EU på 32 prosent for 2030. Enigheten om fornybarmålet lå betydelig høyere enn Kommisjonens opprinnelige forslag om 27 prosent fra 2016. En viktig årsak til at målet ble økt var at kostandene for fornybare energikilder har falt raskt over perioden. Det ble i tillegg lagt inn en klausul om at målsetningen for 2030 kunne oppjusteres i 2023 for eksempel dersom fornybarkostnadene faller raskere enn forutsett.

I motsetning til det nåværende fornybardirektivet ble det ikke satt noe fornybarmål for hvert enkelt land. Måloppnåelse skal sikres gjennom *styringssystemforordningen* (SSF). I henhold til SSF skal hvert medlemsland levere integrerte, nasjonale energi- og klimaplaner (NECP) hvor nasjonal innsats på hver av Energiunionens målsetninger mot 2030 skal beskrives i henhold til en gitt mal. Blant de sentrale punktene det skal rapporteres på er forventet utvikling i fornybarandel.

I mars 2019 hadde samtlige medlemsland levert utkast til NECPer. Kommisjonen skal i tiden som kommer sammenstille de nasjonale planene og vurdere hva resultatet blir på EU-nivå. Ettersom fornybarmålet på 32 prosent er bindende på EU-nivå, vil det bli særlig viktig for Kommisjonen å sikre at summen av de nasjonale målsetningene for fornybar gir måloppnåelse for EU i 2030. Dersom det viser seg at utkast til NECPer ikke gir måloppnåelse på EU-nivå, vil Kommisjonen kunne gi anbefalinger til endringer i de nasjonale NECPene. Som utgangspunkt for disse anbefalingene er det oppgitt en indikativ formel for fornybarandel pr. land.

Alle medlemslandene har i skrivende stund (mars 2018) levert utkast til NECPer. Disse skal nå gjennomgå av Europakommisjonen, blant annet for å vurdere om den samlede innsatsen er

tilstrekkelig for å nå de felles målene. Endelige NECPer for alle EUs medlemsland skal være klare innen utgangen av 2019.

For Norge som EØS-land er det foreløpig ikke avklart hvordan og hvorvidt det reviderte fornybardirektivet og styringssystemforordningen skal innlemmes i EØS-avtalen. Norge har innlemmet forrige versjon av fornybardirektivet, og fikk da et fornybarmål på 67,5 prosent for 2020. I lys av EUs oppdaterte mål for 2030, kan det ikke utelukkes at også Norge vil kunne få et nytt fornybarmål for 2030. Regelverket i styringssystemforordningen indikerer at velstandsnivå, fornybarressurser og kraftoverføringskapasitet vil være de sentrale kriteriene når Kommisjonen skal vurdere forslag til nasjonale fornybarmål i utkast til NECPene. Det kan derfor tenkes at Norge i utgangspunktet ville ha blitt vurdert til å skulle kunne øke fornybarandelen i betydelig grad mot 2030 dersom vi ble vurdert i henhold til EUs regelverk.

Dersom det settes et høyt fornybarmål for Norge for 2030, vil det kunne føre til et behov for å innføre tiltak for å øke produksjonen av fornybar energi og/eller energieffektivisering, på samme måte som elsertifikatordningen ble innført for å sikre oppnåelse av Norges fornybarmål for 2020.

4.2.2 Press for å åpne nasjonale støtteordninger for prosjekter i andre land

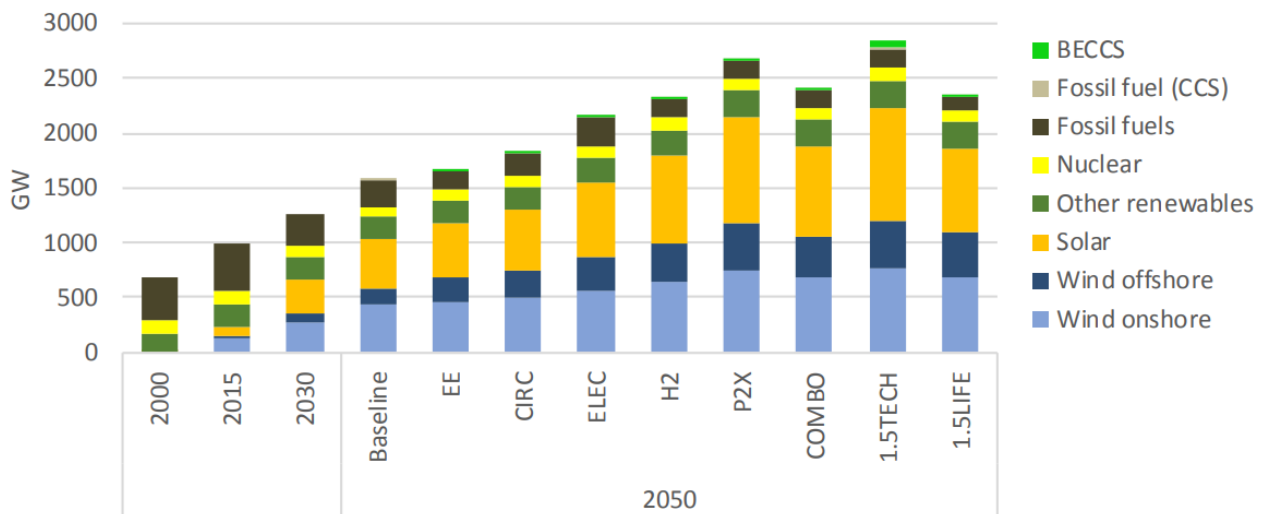
I det reviderte fornybardirektivet ble også regelverket for støtteordninger for fornybar energi oppdatert. En viktig endring for norske, fornybare kraftressurser er at det legges opp til at nasjonale støtteordninger for fornybar kraftproduksjon skal delvis åpnes opp for internasjonal deltagelse.

I Kommisjonens opprinnelige forslag til revidert fornybardirektivet fra 2016, var en åpning av nasjonale støtteordninger for deltagelse fra fornybarprosjekter i andre medlemsland obligatorisk på 10 prosent 2021-2025 og 15 prosent 2026-2030. Kravet om at en slik åpning av støtteordningene skulle være obligatorisk ble fjernet i løpet av forhandlingene mellom medlemstatene og Europaparlamentet. I den endelige lovteksten er det likevel beholdt et indikativt mål på 5 prosent på første halvdel av 2020-tallet og 10 prosent på andre halvdel. Videre skal Kommisjonen innen 2023 vurdere hvorvidt det var nødvendig å gjøre åpningen av støtteordninger obligatorisk.

Tanken bak forslaget om å gjøre deler av de nasjonale støtteordningene åpne for internasjonal deltagelse er å sikre at det bygges ut fornybar kraft der i Europa hvor forholdene ligger best til rette for det. De norske vindkraftressursene er blant de beste i Europa, og mulighetene for å motta støtte gjennom auksjoner i EUs medlemsstater representerer en viktig mulighet.

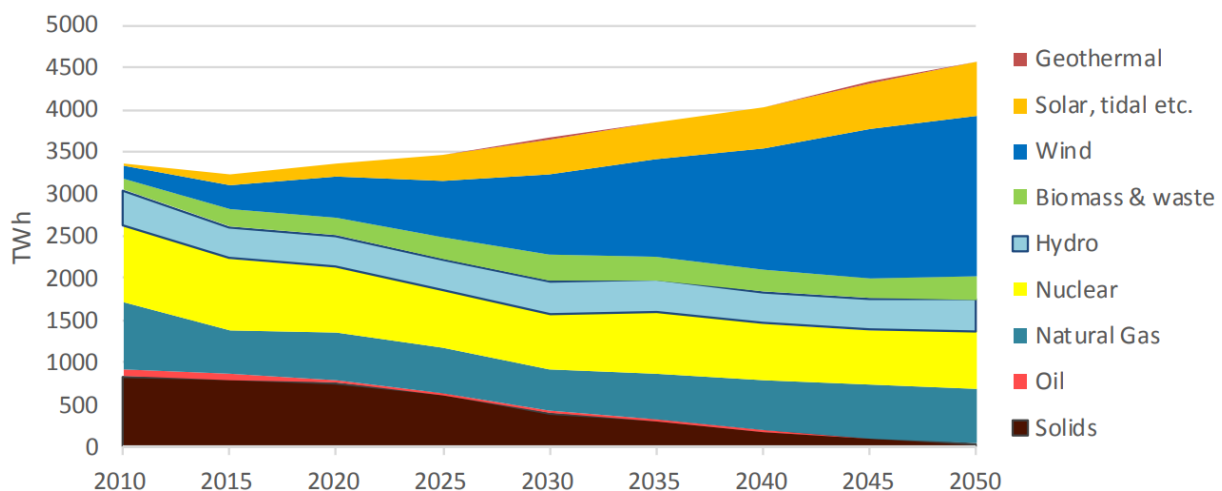
4.3 Vindkraftens rolle i omleggingen av det europeiske kraftsystemet

Høsten 2018 la Europakommisjonen frem åtte ulike scenarioer for en langsiktig klimastrategi for EU mot 2050. Scenarioene er illustrert i Figur 35 under. De to scenarioene helt til høyre i figuren (1.5Tech og 1.5Life) gir netto nullutslipp i 2050, COMBO gir 90 prosent utslippsreduksjon, mens de resterende fem gir 80 prosent reduksjon. Som det fremgår av figuren, er det ventet at landbasert vindkraft vil utgjøre en betydelig del av kraftverkskapasiteten i EU i 2050 på tvers av alle scenarioene. Det ventes også en betydelig vekst i havsbasert vindkraft.

Figur 35: Kraftkapasitet pr. teknologi pr. scenario i EU i 2050. GW.

Kilde: [EC \(2018\)](#) – In-depth analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773

Figur 36 viser kraftmiksen i EU fra 2010 til 2050 i referansescenario (baseline). Mens det i Figur 35 vises at solkraft og vindkraft har omtrent like mange GW installert kapasitet i referansescenarioet i 2050, ser vi av figuren under at vindkraften representerer en langt større andel av den samlede kraftproduksjonen. Forskjellen skyldes at vindkraft har betydelig høyere kapasitetsfaktor enn solkraft.

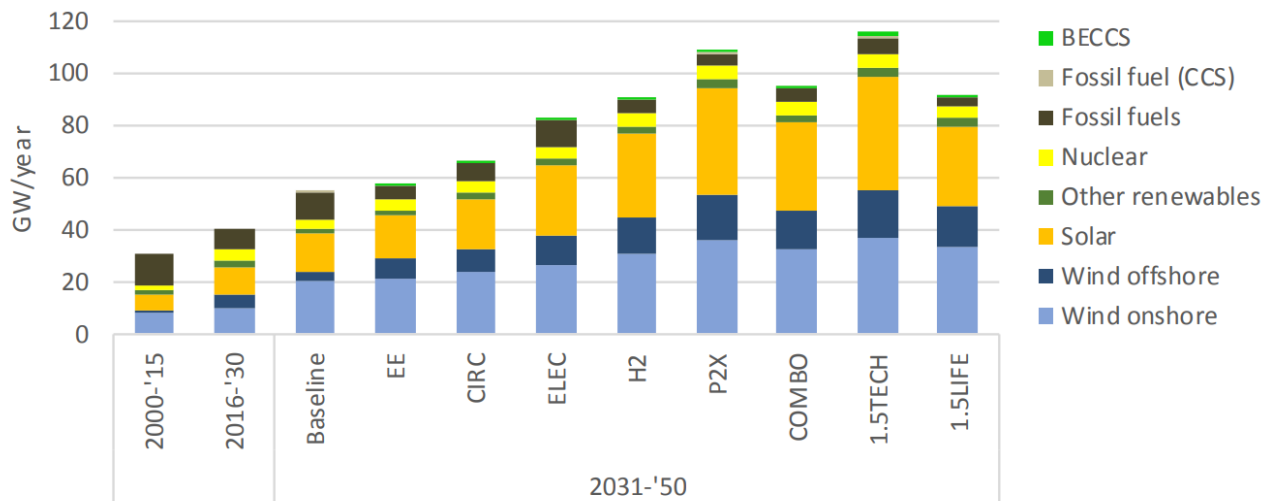
Figur 36: Kraftmiksen 2010-2050 i EU i referansescenario

Source: Eurostat (2010, 2015), PRIMES.

Kilde: [EC \(2018\)](#) – In-depth analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773

Figur 37 viser årlig utbygging av ny kraftverkskapasitet pr. teknologi pr. år mellom 2031 og 2050 for de ulike scenarioene. Figuren antyder en utbyggingstakt for landbasert vindkraft på mellom 20 og 40 GW årlig avhengig av scenario, det vil si mellom to og fire ganger høyere enn den takten som er ventet mellom 2016 og 2030.

Ettersom EU i sine modeller legger opp til at landbasert vind utgjør en betydelig del av kraftmiksen i et EU med 80-100 prosent lavere utslipp i 2050, er det naturlig å anta at dersom dette ikke skulle la seg gjøre, vil kostnaden ved å oppnå en omstilling til lavutslippssamfunnet bli høyere.

Figur 37: Ny kapasitet pr. år 2031-2050 i EU pr.

Note: newly installed capacities using fossil fuels in 2031-2050 are almost exclusively gas-fired.

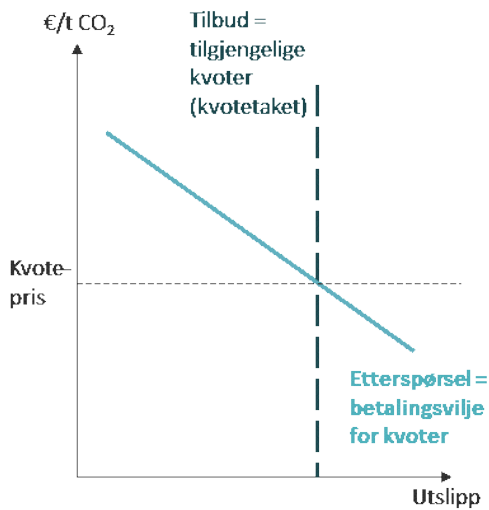
Kilde: [EC \(2018\)](#) – In-depth analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773

4.4 Vindkraftens påvirkning på kvotemarkedet

Det er sådd tvil om hvorvidt investeringer i fornybar kraftproduksjon i Norge er et lønnsomt klimatiltak eller om det bare bidrar til å undergrave kvotemarkedet som klimavirkemiddel. Utbygging av (subsidiert) fornybar kraftproduksjon – hovedsakelig vind- og solkraft – blir ofte trukket fram som en viktig forklaring til akkumuleringen av overskuddskvoter og en lav kvotepris som ikke ga tilstrekkelige incentiver til langsiktige investeringer i lavutslippsteknologi i kvotesektorene. På den annen side blir det hevdet at utslippsreducerende tiltak i kvotepliktig sektor i Norge ikke reduserer utslippene i Europa fordi sparte kvoter ett sted, bare gir økte utslipp et annet sted i systemet. Så hva skal til for at investeringer i vindkraft i Norge skal ha en positiv klimaeffekt?

Figur 38 viser et svært forenklet bilde av det europeiske kvotemarkedet. Den stiplede linjen viser kvotetaket, mens den blå fallende linjen viser etterspørselen etter kvoter. Kvotetaket er lik utstedte kvoter i en gitt periode. Etterspørselen bestemmes av utslippene i kvotepliktig sektor som for tiden omfatter kraftproduksjon, industri og varmeproduksjon. For utslippskilder med en tiltakskostnad over kvoteprisen er det lønnsomt å kjøpe kvoter, mens det for utslippskilder med tiltakskostnader under kvoteprisen er lønnsomt å gjennomføre tiltakene i stedet for å kjøpe kvoter. Den høyeste betalingsviljen for kvoter finner vi hos aktører som driver prosesser uten alternativer eller med dyre alternativer.

På kort sikt er det en allmenn oppfatning at konkurranseforholdet mellom kull og gass er en faktor med stor innflytelse på kvoteprisen. For at kvotetaket skal holdes må kvoteprisen være så høy at nok kullkraftanlegg holdes utenfor markedet til fordel for gasskraftverk.

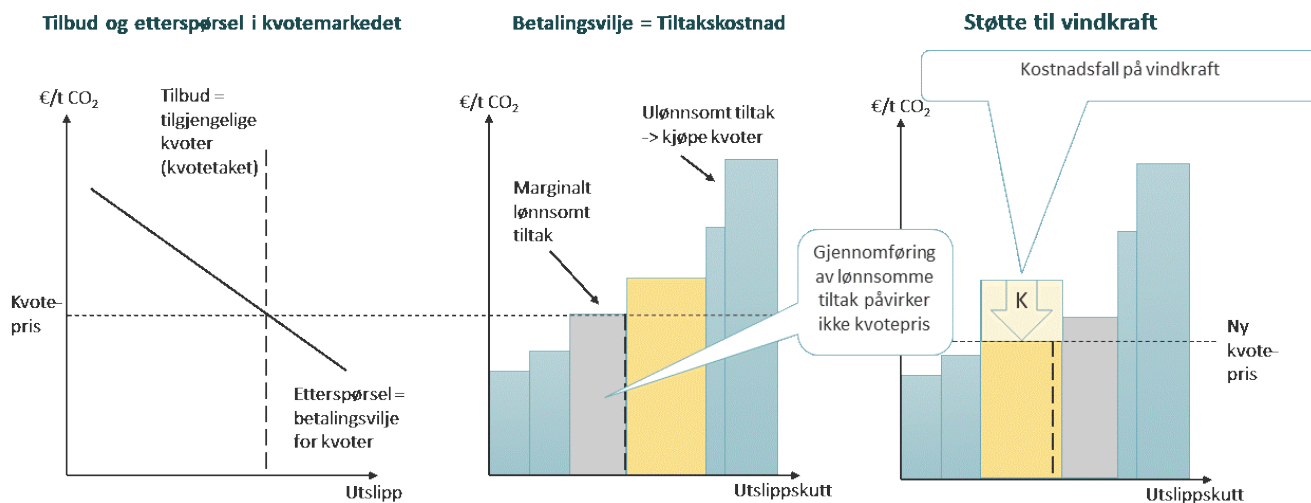
Figur 38 Forenklet bilde av det europeiske kvotemarkedet

Forventninger om framtidig kvotepris påvirker også den kortsiktige kvoteprisen. På lenger sikt vil antall kvoter bli redusert i henhold til en kjent formel. Det vil da bli lønnsomt å spare kvoter dersom markedet forventer at det blir økende knapphet på kvoter fremover. I noen grad vil den kortsiktige kvoteprisen signalisere forventninger om den langsiktige prisen og dermed om lønnsomheten av investeringer.

Etterhvert som kvoteprisen øker, vil også kraftprisen øke, noe som øker lønnsomheten av å investere i vindkraft. Den «naturlige» utviklingen dersom kvoteprisen var det eneste virkemidlet for å kutte utslipp fra kraftproduksjon ettersom kvotetaket strammes til, er at gasskraft gradvis erstatter kull, og deretter at gasskraften gradvis erstattes av fornybarproduksjon. Så langt har imidlertid det siste i noen grad skjedd først, på grunn av subsidier, har fornybarproduksjon fortrent gasskraft, mens kvoteoverskuddet har holdt kostnadene ved kullkraftproduksjon lave. Subsidiene til fornybar kraftproduksjon kan likevel forsvares ved at de har bidratt til FoU-eksternaliteter i form av betydelige kostnadsreduksjoner for vind- og solkraft. EUs vinterpakke foreskriver da også reduksjoner i fornybarstøtten, både når det gjelder subsidier og prioritert adgang til kraftnettet.

Når vi vurderer om vindkraftutbygging er et effektivt klimatiltak, må vi derfor se på om det er *lønnsomt å bygge ut vind*, jf. diskusjonen over. Det kommer an på utviklingen i kvoteprisen – som altså reflekterer tiltakskostnadene for alternative tiltak – og hvordan kvoteprisen påvirker kraftprisen.

Figur 39 Sammenhengen mellom kvoteprisen og tiltakskostnads-kurven i det europeiske kraftmarkedet før og etter et betydelig kostnadsfall på vindkraft



44

I Figur 39 har vi illustrert sammenhengen mellom kvoteprisen og tiltakskostnadskurven i det europeiske kraftmarkedet før og etter et betydelig kostnadsfall på vindkraft. Den gule søylen viser vindkraft som et utslippsreducerende tiltak. Før kostnadsfallet var vindkraft ikke kommersielt med den aktuelle kvoteprisen. Det illustreres ved at den gule søylen ligger over kvoteprisen. Men kostnadsfallet, K, bidrar til at vindkraft som utslippsreducerende tiltak flytter seg til venstre i tiltakskostnadskurven. Det fører i neste omgang til at kvoteprisen, alt annet like faller.

Vindkraftutbygging kan altså medføre at kvoteprisen faller, men det er ikke en undergraving av kvotemarkedet dersom vindkraftutbyggingen er lønnsomt. Tvert imot bidrar vindkraftutbyggingen i så fall til at det blir billigere for Europa å oppnå klimamålene. I neste omgang kan det føre til at det blir lettere å stramme til kvotetaket ytterligere uten at det får skadelige virkninger på europeisk økonomi og industri.

Etter hvert som kvotetaket strammes til og kostnadene for fornybare energikilder faller, vil fossile energikilder fases ut av markedet og i mindre grad bli bestemmende for kvoteprisen. Det er grunn til å tro at over tid vil flere sektorer bli underlagt kvotesystemet eller at det i det minste blir en kobling mellom kvotepliktig og ikke kvotepliktig sektor. Tiltakskostnaden er vesentlig høyere i ikke kvotepliktig sektor, slik at det er grunn til å forvente at kvoteprisen øker. På den annen side vil kvoteprisen bli mindre betydningsfull for den marginale produksjonskostnaden i kraftmarkedet. Prisen i kraftmarkedet vil dermed i økende grad bli bestemt av grensekostnadene ved kraftproduksjon som vi antar vil bli en kombinasjon av onshore vind, sol og litt gasskraft eller annen variabel produksjonskapasitet som trengs for å balansere et kraftsystem med en høy andel fornybar produksjon.

VI kan dermed oppsummere betydningen av det fallende kostnadsnivået på vindkraft:

- På mellomlang sikt vil fallende kostnadsnivå for vindkraft føre til at kvoteprisen, alt annet like vil bli lavere enn den ellers ville vært. *Vindkraften bidrar dermed til en kostnadseffektiv realisering av EUs utslippsforpliktelser.*
- På lang sikt vil kvoteprisen betydning i kraftmarkedet svekkes fordi en må anta at fossil kraftproduksjon i stor grad fases ut av markedet. *Fallende kostnader for vindkraft slår derfor gjennom ved at den bestemmer det langsiktige nivået for kraftprisen*

REFERANSELISTE

Agora Energiewende, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/future-cost-of-onshore-wind/>

Bloomberg New Energy Finance (2019), <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index>

Bloomberg New Energy Finance (2019), Beyond the Tipping Point, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e4225227-ac33-c7c9-1454-ced8e18c38a8>

Crown Estate (2018), Macroeconomic benefits of floating offshore wind in the UK, https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/media.newore.catapult/app/uploads/2018/10/29105933/PN000244-FWMS-Report_FINAL.pdf

EC (2018) – In-depth analysis in support of the Commission Communication COM(2018) 773, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf

EU EC EMHIRES Database, <https://setis.ec.europa.eu/EMHIRES-datasets>

IEA IEA TCP Wind power (2019), <https://community.ieawind.org/task26/dataviewer>

IRENA (2017), Renewable energy benefits – Leveraging local capacity for onshore wind

Norconsult og Agenda Kaupang (2016), <https://www.norconsult.no/aktuelt/dokumenter/rapport-samfunnsmessige-virkninger-av-vindkraft--en-etterproving-av-fire-vindkraftverk--norconsult-/>

Norsk Industri (2016), Veikart for prosessindustrien – Økt verdiskaping med nullutslipp i 2050

NVE (2016), www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/ressursgrunnlag/

NVE (2018), Nasjonal ramme for vindkraft – Kart over produksjonskostnad for vindkraftutbygging i Norge, <https://www.nve.no/Media/6950/nasjonal-ramme-for-vindkraft-LCOE-kart.pdf>

NVE (2019), Kostander i Energisektoren, <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/energiforsyningsdata/kostnader-i-energiesektoren/?ref=mainmenu>

SIITF WGAA (2014), Impact Investments

SSB, Statistikkbanken

Statnett, (2019), Et elektrisk Norge – fra fossil til strøm, <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/et-elektrisk-norge--fra-fossilt-til-strom.pdf>

UL, Wind Resource Map Europe, <https://aws-dewi.ul.com/assets/Wind-Resource-Map-EUROPE-11x17.pdf>

Vindportalen, <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/OEkonomi>

Wind Europe (2017), *Wind in Power*