

# EUs energiunion, strømprisene og industrien

## Forord

Rapporten *EUs energiunion, strømprisene og industrien* er utarbeidet av undertegnede i De Facto – Kunnskapssenter for fagorganiserte. Arbeidet med rapporten har pågått vinteren 2019, og er basert på dokumentstudier, medieoppslag og en lang rekke intervjuer og samtaler med ressurspersoner og tillitsvalgte i den kraftintensive industrien. Kildehenvisninger er gjort gjennom løpende noter.

Tusen takk til alle som har stilt opp og delt sin kunnskap og innsikt med meg. Takk også til Nei til EUs faglige utvalg og rekken av fagforeninger som har bevilget penger til arbeidet.

Oslo  
April 2019  
Roar Eilertsen

# 1

## Innhold

Forord.....	2
2 Sammen drag .....	4
3 EUs 4. energipakke.....	6
4 Nå arbeider regjeringen på spreng.....	7
5 EUs energiunion .....	8
5.1 Bygningsenergidirektivet .....	10
5.2 Fornybardirektivet.....	10
5.3 Energieffektiviseringsdirektivet.....	12
5.4 Elektrisitetsmarkedsdirektivet.....	13
5.5 El-markedsforordningen .....	14
5.6 Forsyningssikkerhetsforordningen.....	14
5.7 Styringssystemforordningen .....	15
5.8 Ny ACER-forordning.....	16
6 Strømpriser .....	18
6.1 Strømpriser og kabler .....	18
6.2 Nettleie .....	23
6.3 NorthConnect .....	24
6.4 Kraftkabler for klimaet?.....	25
7 Strømprisene og den kraftintensive industrien .....	28
7.1 Hva omfatter kraftintensiv industri? .....	28
7.2 Nettleien for industrien øker kraftig.....	31
8 Konsekvenser for driftsresultat og sysselsetting .....	33
8.1 Hydro Aluminium AS .....	33
8.2 Alcoa Norway AS .....	35
8.3 Celsa Armeringsstål AS .....	36
8.4 Elkem .....	37
8.5 Eramet Norway AS .....	37
8.6 Finnfjord AS.....	38
8.7 Norske Skog AS .....	38
8.8 Oppsummering .....	39

## 2 Sammendrag

- Det juridiske rammeverket rundt EUs energiunion er nå ferdig. Med den 4. energipakken, med fire nye direktiver og fire forordninger, ble prosessen fullført i desember 2018. Pr april 2019 gjenstår den formelle godkjenningen i Parlamentet og Rådet for ett av direktivene og to av forordningene i pakken. Etter hvert som regelverket har blitt godkjent i EU er det sendt ut på høring av den norske regjeringen, med sikte på innarbeidelse i EØS-avtalen.
- Den 4. energipakken styrker de overnasjonale elementene i energiunionen. ACER har fått tilført mer kompetanse og Kommisjonen skal følge opp landenes planer for nettutvikling, energieffektivisering og overgang til fornybar kraft, mm. tettere. Målet med energiunionen er et sømløst nett av mellomlandsforbindelser som sikrer at kraft flyter fritt fra områder med lav strømpris til områder med høy pris. Resultatet blir en harmonisert europeisk strømpris, som ligger høyere enn det vi har vært vant til i Norge.
- EU legger opp til at det skal opprettes regionale sentre (Regional Operation Centres, ROC) for styring av kapasitet og sikkerhetsberegninger i linjenettet (transmisjonssystemet). Dette er et ansvar som pr i dag er nasjonalt, og som i Norge tilligger Statnett (norsk transmisjonsoperatør, TSO). I en høringsuttalelse sier Statnett at *«Ansvaret for forsynings-sikkerheten bør ikke legges utenfor nasjonal kontroll.»*
- I et høringsnotat omtaler regjeringen den aktuelle Elektrisitetsmarkedsforordningen slik: *«Forordningen fastsetter nærmere bestemmelser om forhold av betydning for grensekryssende handel. Målsettingen er å fastsette de viktigste prinsippene for et velfungerende integrert elektrisitetsmarked. Det innebærer at alle aktører skal ha ikke-diskriminerende tilgang til markedene. Videre fastsettes det generelle regler for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering som blant annet sier at import og eksport av elektrisitet ikke skal begrenses av nasjonale aktørers interesser.»* Norske myndigheter kan med andre ord ikke bestemme hvordan strømmen skal flyte i kabler og nett til utlandet.
- Pr i dag har eksisterende utenlandsforbindelser (nett og kabler) en eksportkapasitet på ca 54 TWh. Produksjonskapasiteten i det norske kraftsystemet er nå ca 140 TWh. Med to nye kabler, til Storbritannia og Tyskland, som er under bygging, vil kapasiteten komme opp i 78 TWh. Konesjonsbehandlingen av en tredje kabel (NorthConnect) pågår, og blir det ja til denne kommer eksportkapasiteten opp i 90 TWh. Den enorme eksportkapasiteten har ingen ting med forsyningsikkerhet å gjøre, og den viktigste effekten er at Norge importerer europeiske strømpriser.
- Integreringen i EUs energiunion og den store satsingen på utenlandskabler gjør at det ikke lenger er noen sammenheng mellom kraftoverskudd og priser på kraft i Norge. Det finnes et europeisk marked for all strøm som

ikke blir brukt innenlands. NVE forventer at vi vil ha et kraftoverskudd i 2040 på minst 30 TWh. Utviklingen fører til at norsk kraftintensiv industri mister sin forhandlingsmakt i energimarkedet, og vil gradvis bli stilt overfor europeiske priser.

- De store vinnere med dagens energipolitikk er kraftbransjen, noen få «kraftkommuner» og den norske staten. Men staten «byter industriarbeidsplasser med et enda feitere oljefond». For taperne er norske forbrukere, - vanlige konsumenter, privat næringsliv og offentlige virksomheter generelt, og den kraftintensive industrien spesielt. Vi stilles alle overfor høyere strømpriser, og industrien mister sitt viktigste konkurransefortrinn i høykostlandet Norge – lave strømpriser.
- Kraftbransjen arbeider intenst for å «grønnvaske» den pågående integreringen i EUs energiunion. Gjennom utbygging i Norge og sammenkobling mot nabolandene skal norsk fornybar energi erstatte forurensende fossil energi i Europa. Man unnlater å minne om proporsjonene, - at norske bidrag til Europas energibehov uansett kommer til å ligge under en prosent, og at problemene krever helt andre løsninger. Prisen vi betaler i Norge er svekket konkurransevne for industrien, høyere strømpriser for alle og mer ødelagt natur.
- Strategien med å integrere det norske energisystemet i EUs energiunion utløser behov for store investeringer i det norske nettet. Utenlandskablene koster flere titalls milliarder kroner, og det må bygges nytt og oppgraderes gammelt nett frem til ilandføringspunktene for kablene. NVE opplyser at det foreligger investeringsplaner for rundt 140 milliarder kroner i nettet frem til 2040. Regningen for dette må norske strømkunder ta størstedelen av. Den største omleggingen vil den kraftintensive industrien få, som vil få 2-3 ganger høyere nettleie etter hvert som tariffsystemet endres.
- I den rapporten har vi sett på konsekvenser for den kraftintensive industrien av at strømprisen øker med 10 øre / kWh. Samlet sett vil energikostnadene øke med ca 3,7 milliarder kroner. De seneste årene har lønnsomheten vært dårligst innenfor treforedling, stål og deler av ferrolegeringsindustrien. For mange bedrifter i disse næringene vil overskuddet forsvinne som følge av en så pass moderat prisøkning.
- De mest utsatte næringene, produksjon av aluminium, jern, stål, ferrolegeringer og papir mv., sysselsetter rundt 12 000 ansatte, som i all hovedsak er spredt på ensidige industristeder kysten rundt. Tar en med den sysselsettingen som genereres utenfor portene, snakker vi om rundt 30 000 arbeidsplasser. Integreringen i EUs energiunion truer disse arbeidsplassene.
- På kort sikt vil knapt 400 arbeidsplasser i stålindustrien, om lag 600 arbeidsplasser i ferrolegeringsindustrien, og 800 arbeidsplasser innen treforedling, være truet av en økning på 10 øre/kWh i strømprisene. Syv-åtte lokalsamfunn kan komme til å miste 4-5 000 arbeidsplasser.

## 3 EUs 4. energipakke

I desember 2018 sendte EU-kommisjonen ut en pressemelding<sup>1</sup> som konkluderte med at behandlingen av den 4. energipakken – Clean Energy for All Europeans – nå er fullført i EU-systemet. Gjennom såkalte trilogforhandlinger mellom Rådet (regjeringene i EU), Parlamentet og Kommisjonen hadde man kommet frem til enighet om utformingen av fire nye direktiver og fire nye forordninger<sup>2</sup>. Til sammen slutfører dette det juridiske rammeverket rundt EUs Energiunion.

De fire direktivene har fått navnene

Bygningsenergidirektivet (Energy Performance of Buildings Directive)  
Fornybardirektivet (Renewable Energy Directive)  
Energieffektiviseringsdirektivet (Energy Efficiency Directive)  
Elektrisitetsmarkedsdirektivet (Electricity Market Directive)

Landene har fått 18-20 måneder på seg til å ta bestemmelsene i disse direktivene inn i nasjonal lovgivning.

De fire forordningene har fått navnene

Styringsforordningen (Governance of the Energy Union)  
EI-markedsforordningen (Electricity Market Regulation)  
ACER-forordningen (Regulation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators)  
Beredskapsforordningen (Regulations on Risk Preparedness)

Forordningene skal umiddelbart tas inn i nasjonal lovgivning, ord for ord slik de er vedtatt i EU.

I Statnetts Nettutviklingsplan 2017 ble den 4. energipakken, som også har gått under benevnelse Vinterpakken, omtalt slik:

Som en del av EUs målsetning om en felles Energiunion, la EU kommisjonen frem den såkalte Vinterpakken (Clean Energy for all Europeans) 30. november 2016. Pakken er den mest omfattende fremleggelsen innenfor det europeiske kraftmarkedet noen gang, og inneholder forslag til åtte nye/reviderte rettsakter som griper inn i de fleste områder innenfor det europeiske kraftmarkedet. Forslagene behandles i Europaparlamentet og Rådet og skal etter planen vedtas i løpet av 2018 med ikrafttredelse i 2019. Gjennom EØS, og som en integrert del av det indre energimarkedet, vil endringene få konsekvenser for Norge, både for markedet, systemdriften og utviklingen av nettet. Pakken inneholder forslag både om endringer i eksisterende markedsregelverk og helt nye markedsregler, blant annet innen områdene kapasitetsmarkeds-design, handel med reserver, fordeling av flaskehalsinntekter og inndeling av budområder. Det er også forslått endringer for EUs 2030-mål for fornybar energi, energieffektivisering, samt TSO og regulatorsamarbeid i Europa.

---

<sup>1</sup> IP/18/6870

<sup>2</sup> Pr april 2019 har ikke Parlamentet og Rådet gjort den endelige godkjenningen av Elektrisitetsmarkedsdirektivet, Elektrisitetsmarkedsforordningen og ACER-forordningen.

## 4 Nå arbeider regjeringen på spreng

Mens det gikk fire år fra EU vedtok sin 3. energipakke (2014)<sup>3</sup> til den ble behandlet i Stortinget (2018), er tempoet denne gangen et helt annet. Den norske regjeringen sendte Bygningsenergidirektivet ut på høring 05.09.2018, med frist for innspill 05.12.2018. Fornybardirektivet, Energieffektiviseringsdirektivet og forordningen om styringssystemet for energiunionen ble sendt ut på høring 19.01.2019, med høringsfrist 22.02.2019.

Elektrisitetsmarkedsdirektivet og de tre øvrige forordningene (El-marked, ACER og Beredskap) har pr dato ikke blitt sendt ut på høring. Innholdet i de ferdigforhandlede sakene er omtalt i «foreløpige posisjonsnotater» i regjeringens EØS-notater (på OEDs hjemmeside; Elmarkedsforordningen 17.12.2018, Beredskapsforordningen 28.01.2019, Elmarkedsdirektivet 29.01.2019). Den reviderte ACER-forordningen er foreløpig ikke omtalt.

Ingen av sakene er sendt over til Stortinget pr april 2019.

Til sammen utgjør den 4. energipakken, som i EU omtales som «Clean Energy for All Europeans», hundrevis av sider med detaljerte regler for hvordan landene skal følge opp arbeidet med å realisere EUs energiunion. I denne rapporten vil vi begrense oss til å gi en summarisk gjennomgang av noen hovedpunkter i de aktuelle direktivene og forordningene.

Gjennom tidligere vedtak (ved tilslutning til energipakkene 1,2 og 3) har Stortinget bestemt at Norge skal være en del av EUs felles energimarked. ACER-debatten i 2018 viste hvor problematisk en slik tilslutning kan være, når det introduseres overnasjonalitet i regelverket for energiunionen. Da så vi at Norge, som ikke er medlem av EU, måtte etablere høyst tvilsomme konstruksjoner for omgå Grunnlovens regler om å avgi suverenitet til EU. Beslutninger som får virkning for personer og virksomheter i Norge tas i EU, uten at vi har muligheter til å påvirke dem.

Før vi går nærmere inn på det som trolig vil være det mest kontroversielle innholdet i direktivene og forordningene i energipakke 4, skal vi sette dem inn i den sammenhengen de kommer i og de formålene de er ment å tjene.

---

<sup>3</sup> Kommisjonen fremmet forslagene I 2009

## 5 EUs energiunion

EU har flere formål med energiunionen. På Kommisjonens hjemmesider<sup>4</sup> heter det at «*energiunionen skal sikre at Europas energiforsyning er sikker, levedyktig og tilgjengelig for alle*». Der omtales det at strategien for unionen for perioden 2021-2030 går langs fem ulike dimensjoner

- Sikkerhet, solidaritet og tillit
- Et fullintegrert indre energimarked
- Energieffektivitet
- Klimatiltak og avkarbonisering av økonomien
- Forskning, innovasjon og konkurransekraft

I denne rapporten skal vi særlig fokusere på konsekvensene av å knytte seg til regelverket for et «**fullintegrert indre energimarked**».

En forutsetning for et fungerende el-marked er at landenes strømnnett er koblet sammen, og at det er tilstrekkelig kapasitet i mellomlandsforbindelsene som sikrer fri flyt. Det betyr grensekryssende kraftlinjer og kraftkabler.

I forlengelsen av energipakke 3 sendte regjeringen ut på høring en forordning (CACM EU 2015/1222) om «fastsetting av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling». Høringsfristen var 22.02.2019. Forordningen illustrerer godt de problemstillinger som var sentrale i debatten om ACER vinteren 2018. Her legges det opp til å endre lovverket, slik at mer makt over energiområdet overføres til markedet, og at eventuelle konflikter mellom land skal bestemmes av ACER.

Forordningen er også klargjørende når den beskriver konsekvensene av å bli del av det felles energimarkedet.

I høringsnotatet skriver regjeringen blant annet:

Forordningen skal legge til rette for et mer harmonisert regelverk for sammenkobling av europeiske kraftmarkeder og tildeling av kapasitet for overføring av kraft mellom ulike områder. (s. 6)

... Denne forordningen har sin bakgrunn i at det er nødvendig med ytterligere harmonisering av reglene for kapasitetstildeling, håndtering av kapasitetsbegrensninger og handel med elektrisitet for å kunne realisere målsettingen om et integrert elektrisitetsmarked i Europa. (s. 8)

... Noen eksempler er felles nettmodell, metode for kapasitetsfastsettelse, metode for fordeling av flaskehalsinntekter og en felles MCO-funksjon. Noen av forslagene skal utvikles på europeisk nivå, mens andre skal utvikles innenfor regioner eller på nasjonalt nivå. (s. 11)

... Artikkel 9 nr. 11 viser til bestemmelsen i europaparlaments- og rådsforordning (EF) nr. 713/2009 om opprettelse av et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter (artikkel 8, ACER). Denne gir ACER myndighet til å

---

<sup>4</sup> [https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate\\_en](https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_en)



## Rapport 1: 2019

treffe vedtak om vilkår for tilgang til kraftforbindelser ved uenighet mellom nasjonale reguleringsmyndigheter i saker innenfor deres myndighetsområde. (s. 11)

Hvis NRAene<sup>5</sup> ikke kommer fram til enighet innen en frist på seks måneder, eller dersom de i fellesskap ber om det, skal ACER fatte en beslutning om de fremlagte forslagene til vilkår og metoder innen en frist på seks måneder, jf. artikkel 9 nr. 11.

Som vi ser, skal norske myndigheter ikke lenger bestemme hvordan strømmen skal flyte i det grensekryssende nettet og i kablene mellom Norge og EU-landene. Dersom det er uenighet mellom land er det ACER som avgjør.

Det legges også opp til fri etableringsrett og fri adgang til å drive med handel med kraft på kraftbørser. En aktør/børs som er godkjent i ett EU/EØS-land skal uten ytterligere godkjenning kunne operere i alle landene. Det krever en endring i den norske energiloven, som pr i dag har en konsesjonsordning som gir myndighetene styring med dette. I høringsnotatet skriver OED:

... Markedskoblingen skal sikre at elektrisiteten normalt flyter fra områder med lave priser til områder med høye priser. Gjennom CACM pålegges medlemslandene å tilrettelegge for konkurranse mellom flere kraftbørser, såkalte NEMOer (nominated electricity market operators). (s. 9)

I en høringsuttalelse fra Nei til EU omtales hovedtrekkene i forordningen slik:

... Gjennom CACM-forordningen vil Norge miste politisk styring over elektrisk kraft. Kapasitet over utenlandskablene skal ikke lenger bestemmes av nasjonale reguleringsmyndigheter, de skal bestemmes av algoritmer, laget etter hva som tjener EU som helhet.

... Det er vanskelig å se hvilken nasjonal styring som er igjen over arvesølvet vårt. Markedet vil gradvis undergrave den viktigste konkurransefordelen landet vårt har, tilgang til elektrisk strøm til konkurransedyktig pris. Markedet vil gradvis undergrave vårt viktigste verktøy for å bygge et bærekraftig samfunn, tilgang til elektrisk strøm til konkurransedyktig pris. Strømmen vår blir ikke lenger et redskap for å bygge landet vårt, den blir EUs redskap for å bygge sin konkurransekraft. Det er ikke lenger opp til nasjonale myndigheter å begrense krafteksport for forsyningssikkerhet.

Noen av de viktigste kjennetegnene ved EUs markedsregler er at det skal være fri etableringsrett, at alle aktører skal behandles likt, og at det ikke er anledning å gi statsstøtte eller vedta lover eller tiltak som griper inn i markedet. Kort sagt er det et regelverk som stenger døra for politikernes muligheter til å styre de samfunnsområdene som underlegges markedslovene.

Deltakelse i energiunionen betyr at man slutter seg til at energipolitikken skal tjene Unionens overordnede interesser, slik et flertall av EU-landene definerer disse. Nasjonale strategier skal samordnes og bygge opp om målsettingene for det

---

<sup>5</sup> NRA, National Regulation Authority, i Norge RME – reguleringsmyndigheten for energi, vår presisering

felles markedet. Det er for å sikre gjennomføringen av dette, at man i den 4. energipakken kommer med detaljerte regler for hvert enkelt område. I det følgende skal vi se på noen hovedpunkter de enkelte direktivene og forordningene.

## 5.1 Bygningsenergidirektivet

Direktivet ble endelig vedtatt i EU 30.05.2018 og trådte i kraft 9. juli 2018. Den norske regjeringen sendte det ut på høring 05.09.2018, med høringsfrist 05.12.2018. I praksis er dette en tredje revisjon av et direktiv som har vært i EU-systemet i årevis. EU-Kommisjonen opplyser i et faktaark<sup>6</sup> at bygninger står for 40 prosent av all energibruk i EU-landene, og at sektoren står for 36 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene. 75 prosent av bygningene er energi-ineffektive.

I regjeringens høringsnotat omtales et av hovedpunktene i revisjonen slik<sup>7</sup>:

### *Strategi for rehabilitering av bygninger (ny artikkel 2a)*

Her stilles det krav om å lage en langsiktig strategi for rehabilitering av alle bygninger med henblikk på å gjøre bygningsmassen svært energieffektiv og karbonfri i 2050. Strategien skal legge grunnlag for en kostnadseffektiv omdannelse av eksisterende bygninger til nesten nullenergibygninger. Strategien skal blant annet inneholde et veikart med tiltak og målbare indikatorer for fremdrift med milepæler i 2030, 2040 og 2050. Det skal sees hen til målet om å redusere EUs klimagassutslipp med 80-95 % i 2050 og beskrives hvordan strategien bidrar til å nå energieffektiviseringsmålet i energieffektiviseringsdirektivet.

Alle høringsinstanser som har uttalt seg ønsker direktivet velkommen inn i norsk lov- og regelverk. Det påpekes at Stortinget tidligere har gjort vedtak om at det inne 2030 skal spares 10 TWh i bygningssektoren, uten at dette er fulgt opp med konkrete planer. Det er selvsagt fullt mulig for Norge å innføre regler og å lage planer for energieffektivisering i bygninger uten at dette gjøres innenfor rammene av tilslutning til energiunionen.

## 5.2 Fornybardirektivet

EU vedtok et nytt direktiv om fornybar energi i juni 2018. Direktivet fastsetter et mål om at andelen fornybar skal utgjøre 32 prosent av den samlede energiproduksjonen på EU-nivå i 2030. Alle medlemsland forpliktet til å utarbeide planer for økt fornybarandel, og målsettingen om 32 prosent skal opp til ny vurdering i 2023.

---

<sup>6</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/buildings\\_performance\\_factsheet.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/buildings_performance_factsheet.pdf)

<sup>7</sup> <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2016/des/revisjon-av-direktiv-om-bygningers-energiytelse/id2540198/>

## Rapport 1: 2019

I regjeringens høringsnotat<sup>8</sup> omtales hovedinnholdet i direktivet. Direktivet inneholder målsettinger både for andelen fornybar produksjon og andelen fornybar i energibruk i ulike sektorer, som transport og varme- og kjølesektoren. Det er også et omfattende regelverk for statsstøtte til fornybartiltak og fornybarmerking av energi.

Et moment som omtales, er regler for hvem landene kan gi statsstøtte til.

Medlemsland kan selv bestemme i hvilken grad de ønsker å åpne sine støtteordninger for andre medlemsland, og kan begrense det til land med fysiske mellomlandsforbindelse. Innen 2023 vil Kommisjonen vurdere hvorvidt det skal være obligatorisk å åpne sine støtteordninger for andre medlemsland.

De er to interessante sider ved disse opplysningene. For det første signaliseres det at en utvikling fra nasjonal selvråderett til obligatorisk EU-rett vil bli vurdert innen 2023. Det er i tråd med utviklingen innenfor de fleste unionsprosjekter. De er i konstant utvikling, og retningen går entydig i retning større grad av overnasjonalitet. For det andre innebærer denne ordningen at for eksempel Tyskland kan bestemme at de vil gi støtte til fornybarutvikling i Norge. Dersom tyske myndigheter finner ut at de vil spare egen natur for inngrep i tilknytning til store vindmølleparker, kan de gi støtte til bygging av mer vindkraft i Norge. En slik politikk er bare meningsfull dersom det er tilstrekkelig overføringskapasitet (nok kabler) mellom Norge og Tyskland, og det igjen vil påvirke prisnivået og balansen i det norske kraftmarkedet. I sin høringsuttalelse omtaler NVE dette blant annet slik:

... Hvis åpning av støttesystemer blir obligatorisk fra 2025, vil det kunne innebære at både norske og utenlandske aktører kan bygge ny produksjonskapasitet i Norge med støtte fra medlemsland i EU, under forutsetning av at det foreligger en bilateral avtale.

... Med Europas beste vind- og vannressurser har Norge mange kostnadseffektive prosjekter tilgjengelig allerede i dag. EUs betydelige behov for mer fornybar kraft kan føre til betydelig interesse for utbygging av fornybar kraft i Norge både på land og til havs. Dette kan igjen bety videreføring av omfattende konsesjonsbehandling av fornybar energi, og økt press på norsk natur og kraftinfrastruktur.

Norges utgangspunkt er at vi har tilnærmet 100 prosent fornybar produksjon. En videreutvikling her bør ta hensyn til norske interesser, og ikke i EU-landenes eventuelle ønsker om å eksportere problemer til oss, - ikke minst av hensyn til natur og miljøinteresser.

På brukssiden er norske ambisjoner betydelige høyere enn i EU (f.eks. for transportsektoren med elbil og elbåt—satsingene).

---

<sup>8</sup> <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2017/jan/revidert-fornybardirektiv/id2621478/>

### 5.3 Energieffektiviseringsdirektivet

Et nytt, revidert energieffektiviseringsdirektiv ble vedtatt i EU 18.12.2018. Det første energieffektiviseringsdirektivet kom i 2012, og dette er ennå ikke tatt inn i norsk lov. Ifølge regjeringen har ikke EFTA tatt stilling til om direktivet er «EØS-relevant», mens EU mener det er det.

Direktivet setter opp et mål om at energibruken skal være 32,5 prosent mer effektiv i 2030. Årlig skal effektiviseringen utgjøre 0,8 prosent i forhold til foregående år. I 2023 skal det vurderes om sparekravet kan skjerpes ytterligere.

Direktivet inneholder en rekke bestemmelser om hvilke sektorer som er omfattet av kravene, og hvordan effektiviseringen skal måles og verifiseres i ulike sektorer. Norsk Industri påpeker i sin høringsuttalelse at det er et problem at direktivets mål er mindre bruk av energi, og ikke mindre energiintensiv bruk. NI skriver:

*Hvis vi ender opp med et sparemål likt EUs kollektive målsetting på 32,5%, og vi forventer at norsk sluttforbruk ender på 230 TWh i 2030, vil et sparemål likt EUs bety at vi må spare omtrent 60 TWh sammenlignet med dette nivået, og omtrent 50 TWh sammenlignet med i dag, på sluttforbruk. En slik måloppnåelse vil bli enormt krevende.*

Et slikt sparemål vil også hemme industriens klimaambisjoner. Norsk Industri viser til industriens fremtidsambisjoner presentert i *Veikart for Prosessindustrien; økt verdiskaping med nullutslipp i 2050*. Realisering av disse ambisjonene krever utvikling og bruk av energiintensive lavutslippsteknologier, eksempelvis karbonfangst- og lagring og fremstilling av hydrogen ved elektrolyse. Innføring av et tak på industriens energiforbruk vil i praksis gjøre denne ambisjonen uoppnåelig. Riktig måleindikator for industri vil være energiintensitet (i GWh/tonn produkt), ikke energisparing.

Hydro Energi skriver i sin høringsuttalelse:

*... Et krav om absolutt reduksjon i energibruk i industrien vil dermed kunne gi seg utslag ikke i mer effektiv bruk av energi, men reduserte muligheter for vekst og i verste fall redusert produksjon.*

Igjen ser vi problemene med at EU-direktiver tar utgangspunkt i utfordringer og interessene til medlemslandene, og ikke åpner for at norske interesser kan tillegges tilstrekkelig vekt.

## 5.4 Elektrisitetesmarkedsdirektivet

Et revidert El-markedsdirektiv ble ferdigforhandlet i EU i desember 2018. Den formelle godkjenningen i Parlamentet og Rådet er fortsatt ikke fullført. Kommisjonens forslag til direktiv kom i november 2016, og dette forslaget ble sendt ut på høring fra den norske regjeringen. Den endelige direktivteksten har pr mars 2019 ennå ikke vært på høring. De følgende kommentarene vil være basert på forslaget, og reaksjoner på dette. I høringsnotatet skriver departementet:

**I kapittel 1** angis også direktivets mål, som er å skape et konkurransedyktig, forbrukerorientert og fleksibelt energimarked i EU.

**Kapittel 2** fastsetter generelle prinsipper om at medlemsland må sikre at den nasjonale lovgivningen legger til rette for et elektrisitetesmarked som er konkurransedyktig, forbrukerorientert, fleksibelt og ikke-diskriminerende. Det legges vekt på at nasjonale tiltak ikke skal hindre grensekryssende flyt, forbrukerdeltakelse eller investeringer. Videre fremheves det at leverandørpriser skal være markedsbaserte, med visse unntak for sårbare kunder, og forbrukere skal ha rett til fritt leverandørvalg.

**Kapittel 7** viderefører regler for nasjonale uavhengige regulatorer. Direktivet legger vekt på at nasjonale regulatorer er forpliktet til å samarbeide med regulatorer i naboland og ACER om problemstillinger som er knyttet til grenseoverskridende spørsmål. Videre er de nasjonale regulatorenes oppgaver oppdatert. Regulatorene får nye oppgaver knyttet til å overvåke de nye RCCene.

EØS-notatet om El-markedsdirektivet gir en summarisk oversikt over de høringsinnspillene som var kommet til forslaget. Gjennomgående er høringsinstansene (særlig kraftbransjen) svært fornøyd med at det markedsbaserte elkraftsystemet utvikles på europeisk basis, og at Norge knytter seg til dette. Men på et område er det en viss skepsis å spore. EU legger opp til at det skal opprettes regionale sentre (Regional Operation Centres, ROC) for styring av kapasitet og sikkerhetsberegninger i linjenettet (transmisjonssystemet). Dette er et ansvar som pr i dag er nasjonalt, og som i Norge tilligger Statnett (norsk transmisjonsoperatør, TSO). Departementet skriver:

... Flere høringsinstanser, herunder *Defo*, *Kraftfylka*, *KS Bedrift energi* og *Statnett* er negative til Kommisjonens forslag om Regional Operation Centres (ROCer). *Defo* og *Statnett* viser til at det å flytte ansvaret for kapasitets- og sikkerhetsberegninger til en ROC krever omfattende kompetanse for å sikre god nok kontroll. Det er uheldig at beslutningene tas i ROC, mens kostnadene belastes TSOene. Ansvaret for forsyningsikkerheten bør ikke legges utenfor nasjonal kontroll.

I prinsippet er dette nok et eksempel på at makt over energiområdet flyttes ut av nasjonalstatene og opp på unionsnivå.

## 5.5 El-markedsforordningen

Parallelt med El-markedsdirektivet foreligger det et ferdigforhandlet forslag til ny El-markedsforordning. Redegjørelsen her er basert på Kommisjonens forslag fra november 2016, og den omtalen som er gitt i OEDs EØS-notat<sup>9</sup> av 04.01.2017. Der skriver man blant annet:

... Forutsatt at rettsakten vurderes som EØS-relevant og innlemmes i EØS-avtalen, skal forordningen gjennomføres i norsk rett "som sådan", dvs. ved inkorporasjon ord for ord. Det må foretas en gjennomgang av innholdet i rettsakten sammenholdt med norsk regelverk for å sikre at det ikke er motstrid.

Fra gjennomgangen av innholdet i forordningen tar vi med noen sitater:

... Forslaget til endret forordning har generelle regler for kraftmarkedet, nettilgang og flaskehalshåndtering, og prinsipper for vurdering av ressursdekning og kapasitetsmekanismer.

... Forordningen fastsetter nærmere bestemmelser om forhold av betydning for grensekryssende handel. Målsettingen er å fastsette de viktigste prinsippene for et velfungerende integrert elektrisitetsmarked. Det innebærer at alle aktører skal ha ikke-diskriminerende tilgang til markedene,

... Videre fastsettes det generelle regler for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering som blant annet sier at import og eksport av elektrisitet ikke skal begrenses av nasjonale aktørers interesser.

... Med hensyn til systemdrift foreslås det at alle TSOer skal etablere ROCer som får en rekke nye oppgaver i forhold til hva de regionale sikkerhetskoordinatorene (RCSene) har. ROCene skal på enkelte områder fatte bindende vedtak ovenfor TSOene. NRAene<sup>10</sup> i en systemdriftsregion kan sammen bestemme seg for å gi bindende beslutningsmyndighet til ROCen på flere områder.

Essensen i dette er etablering av systemer for sterkere overnasjonal styring av elektrisitetsmarkedet.

Den endelige versjonen av forordningen er ennå ikke formelt godkjent av Parlamentet og Rådet.

## 5.6 Forsyningsikkerhetsforordningen

I OEDs EØS-notat<sup>11</sup> av 28.01.2019 beskrives formålet med forordningen slik:

Formålet med forordningen er å sørge for samarbeid mellom medlemslandene for å forebygge og håndtere elektrisitetskriser.

<sup>9</sup> <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2017/jan/forslag-til-revidert-elektrisitetsforordning-/id2540021/>

<sup>10</sup> NRA – Nasjonal Reguleringsmyndighet, i Norge; - RME

<sup>11</sup> <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2017/mars/ny-forordning-om-beredskap-i-elektrisitetssektoren-/id2542152/>

Forordningen krever at det utarbeides planer for håndtering av kriser i elforsyningssystemet. Det skal utvikles et felles, europeisk system for å analysere mulige krisescenarier, og disse skal koordineres på europeisk nivå.

Gitt at vi får et stadig mer integrert, felles europeisk kraftmarked, hvor strømmen flyter fritt over landegrensene, er det opplagt at kriser i et land eller område raskt vil bre seg til andre land. Et samarbeid om å håndtere mulige kriser synes derfor helt nødvendig. Utfordringene ligger i avveiningen mellom hva som tjener norske interesser og hva som er EU-lands interesser, og hvordan eventuelle konflikter mellom disse skal håndteres.

## 5.7 Styringssystemforordningen

Forordningen er et regelsett som pålegger medlemslandene en løpende rapportering til EU-Kommisjonen om planer, status og resultater innenfor de fleste områdene som omfattes av energiunionen. I OEDs høringsnotat omtales formålet med forordningen slik:

Styringssystemet skal være et verktøy for å sikre framdrift og oppnåelsen av Energiunionens mål, herunder de energi- og klimapolitiske målene for 2030.

Det skal utarbeides energi- og klimaplaner for perioden 2021-2030, og hvert andre år skal landene sende inn rapporter som dokumenterer fremdriften i forhold til planene.

I forbindelse med den endelig godkjenningen av forordningen i juni 2018 sendte Kommisjonen ut en pressemelding<sup>12</sup>. Der heter det blant annet:

En gjennomgang av planutkastene, sammen med anbefalinger fra Kommisjonen, vil resultere i endelige planer som vil sikre at 2030-målene for klima og energi blir nådd på en helhetlig, samordnet og kostnadseffektiv måte.

Norsk tilslutning til EUs energiunion, sammen med styringssystemforordningen, gjør at Norge forplikter seg til å lage planer for energiområdet som i praksis skal godkjennes av EU. I regjeringens EØS-notat foretas det ikke en drøfting av hvilke konsekvenser det har for Norge, som ikke er medlem av EU, å underlegge seg de krav til rapportering og de facto EU-godkjenning av investerings- og utviklingsplaner for det norske kraftsystemet.

---

<sup>12</sup> European Commission, press release 20. juni 2018: The Energy Union gets simplified, robust and transparent governance.

## 5.8 Ny ACER-forordning

I mars 2018 bestemte et flertall på Stortinget at Norge skal slutte seg til EUs Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Vedtaket kom etter sterke protester fra mange hold, og ble mulig etter at et knapt flertall i APs stortingsgruppe gikk inn for at partiet skulle si ja til ACER-tilknytning.

For de som sa nei til ACER, var det særlig to forhold som ble tillagt vekt. For det første mente man at makt over energipolitikken vil bli flyttet opp på EU-nivå, siden ACER i noen sammenhenger har vedtakskompetanse som binder medlemslandene. For det andre at en tettere integrering i energiunionen vil bety høyere strømpriser i Norge. Det siste vil særlig kunne ramme den kraftintensive industrien, og dermed true minst 12 000 arbeidsplasser rundt om i distrikts-Norge. I forrige runde kom ACER-tilknytningen opp som en del av Stortingets behandling av EUs 3. energipakke. Samtidig var den 4. energipakke til behandling i EU-systemet, og i løpet av 2018 ble vedtakene av denne sluttført. En del av denne pakken er en ny ACER-forordning.

I Kommisjonens pressemelding heter det:

EU-Kommisjonens Visepresident for Energiunionen, Maroš Šefčovič, understreket i dag at EUs mål er et energisystem som er i takt med den hurtige teknologiske utviklingen som skjer: "Vår ambisjon er ikke bare å håndtere den eksisterende utviklingen, men å være i front, og vi er avhengige av ACER for å nå målene. Det er grunnen til at vi insisterer på at ACERs mandat må utvides".

I pressemeldingen heter det videre

... ACER vil få en utvidet rolle i energimarkedet og for forsyningssikkerheten. ACERs rolle som koordinator for nasjonale energiregulatorer er opprettholdt og ny kompetanse er tilført ACER på de områder hvor fragmenterte, nasjonale beslutninger av grensekryssende karakter ville ha ledet til problemer for det indre energimarkedet. ... Den foreslåtte tilnærmingen vil også forenkle reguleringsprosedyrene (ved å introdusere direkte godkjenning fra ACER i stedet for separate godkjenninger fra alle nasjonale reguleringsmyndigheter).

I forhold til Kommisjonens opprinnelig forslag, var det to områder hvor man i forhandlingene med Parlamentet og Rådet gjorde retrett. Man gikk bort i fra kravet om at flaskehalsinntekter utelukkende skulle kunne brukes til bygging av nye mellomlandsforbindelser og vedlikehold av eksisterende slike. I den endelige forordningen ble åpningen for at inntektene også kan brukes til å redusere tariffene i strømmettet videreført. For det andre valgte man å opprettholde regelen om at det kreves to tredjedels flertall for å gjøre bindende vedtak i ACER. Kommisjonen hadde foreslått at man skulle gå over til simpelt flertall.

Parlamentet har behandlet det fremforhandlede forslaget til ny ACER-forordning, og gjorde sitt vedtak 26. mars 2019. Der ble det gjort flere presiseringer av hva



## Rapport 1: 2019

ACERs utvidede kompetanse skal innebære, blant annet knyttet til planutvikling, overvåking og oppfølging av land og aktører innenfor energiunionen. I kortversjon har Parlamentet gjort følgende presiseringer om ACERs rolle

- ACER skal kunne utarbeide uttalelser og henstillinger på eget initiativ.
- Alle aktører (ENTSO, EU DSO, ROC, nettsystemoperatører) skal legge den aller største vekt på uttalelser fra ACER («utmost»).
- Tilsyn med de regionale operasjonssentrene (ROCs), som skal koordinere driften av el-systemene på tvers av landegrensene.
- Økt myndighet til ACERs direktør, som skal utarbeide og treffe både vedtak og anbefalinger. En del vedtak krever godkjenning i styret.
- Godkjenne metoder for å vurdere om EU har tilstrekkelig produksjonskapasitet og analysere nasjonal produksjonskapasitet, samt metoder for å identifisere mulige regionale elektrisitetskriser.
- Overvåke elektrisitetsmarkedene, med særlig fokus på barrierer mot fleksibilitet på nasjonalt nivå

Pr april 2019 gjenstår Rådets endelig tilslutning til Parlamentets tilleggsformuleringer.

Utviklingen i den nye ACER-forordningen følger i et velkjent spor. Byråets myndighetsområde utvides bit for bit. Dette er regelen i EU-systemet. Makt flyttes fra Parlamentet og Rådet til et byrå, som i sin tur gradvis utvider sitt maktgrunnlag. Som ikke-medlem har Norge ingen stemmerett i disse byråene, men vi underlegges deres vedtak. Dette er bakgrunnen for at Nei til EU nå arbeider med å få prøvd ACER-tilslutningen rettslig. Man hevder at Stortinget brøt Grunnlovens bestemmelse (§ 115) om suverenitetsavståelse fordi vedtaket ikke ble gjort etter § 115 med krav om tre fjerdedels flertall.

## 6 Strømpriser

Gjennom EØS-avtalen og Stortingets løpende tilslutninger gjøres Norge til medlem i EUs energiunion. Her bestemmes regelutviklingen og politikken av interessene til EU-landene. Det grunnleggende premisset for unionen er en total markedsgjøring av energipolitikken. Energien skal flyte fritt mellom landene, alle aktører skal likebehandles, alle vedtak som prioriterer nasjonale hensyn er forbudt, og det er tilbud og etterspørsel i markedet som skal bestemme prisen på energi. Politikernes rolle begrenses til å vedta regler som får markedet til å fungere - frikoblet fra politikken.

Hele energimarkedssystemet står og faller på en ting: at det er tilstrekkelig overføringskapasitet innenfor og mellom alle land i unionen. For Norges del koker dette ned til spørsmålet om vi har nok kabler og overføringslinjer til nabolandene. I tillegg vil systemet legge press på at det åpnes for mer el-produksjon i Norge – fra fossekraft, sol, vind og bølger. I kartet på neste side er det en oversikt over eksisterende og planlagte kraftkabler mellom Norge og nabolandene. Utgangspunktet er at Norge allerede har eksportkapasitet tilsvarende ca 54 TWh, at 24 TWh nye er under bygging, og at det er søkt om konsesjon til ytterligere 12 TWh.

### 6.1 Strømpriser og kabler

I en artikkel i tidsskriftet Samfunnsøkonomen<sup>13</sup> åpner forfatteren, professor Anders Skonhøft ved Institutt for samfunnsøkonomi NTNU, med følgende sammendrag:

... En viktig virkning av flere kraftkabler til utlandet er at elektrisitetsprisen i Norge vil øke. Dette betyr at overskuddet til kraftprodusentene øker, mens forbrukerne (bedrifter og husholdninger) taper. Økte strømpriser rammer norsk næringsliv generelt og den kraftkrevende industrien spesielt. Høye strømpriser vil gjøre tidligere ulønnsomme vindkraftprosjekter bedriftsøkonomisk lønnsomme. Resultatet blir flere vindturbiner og mer ødelagt norsk natur.

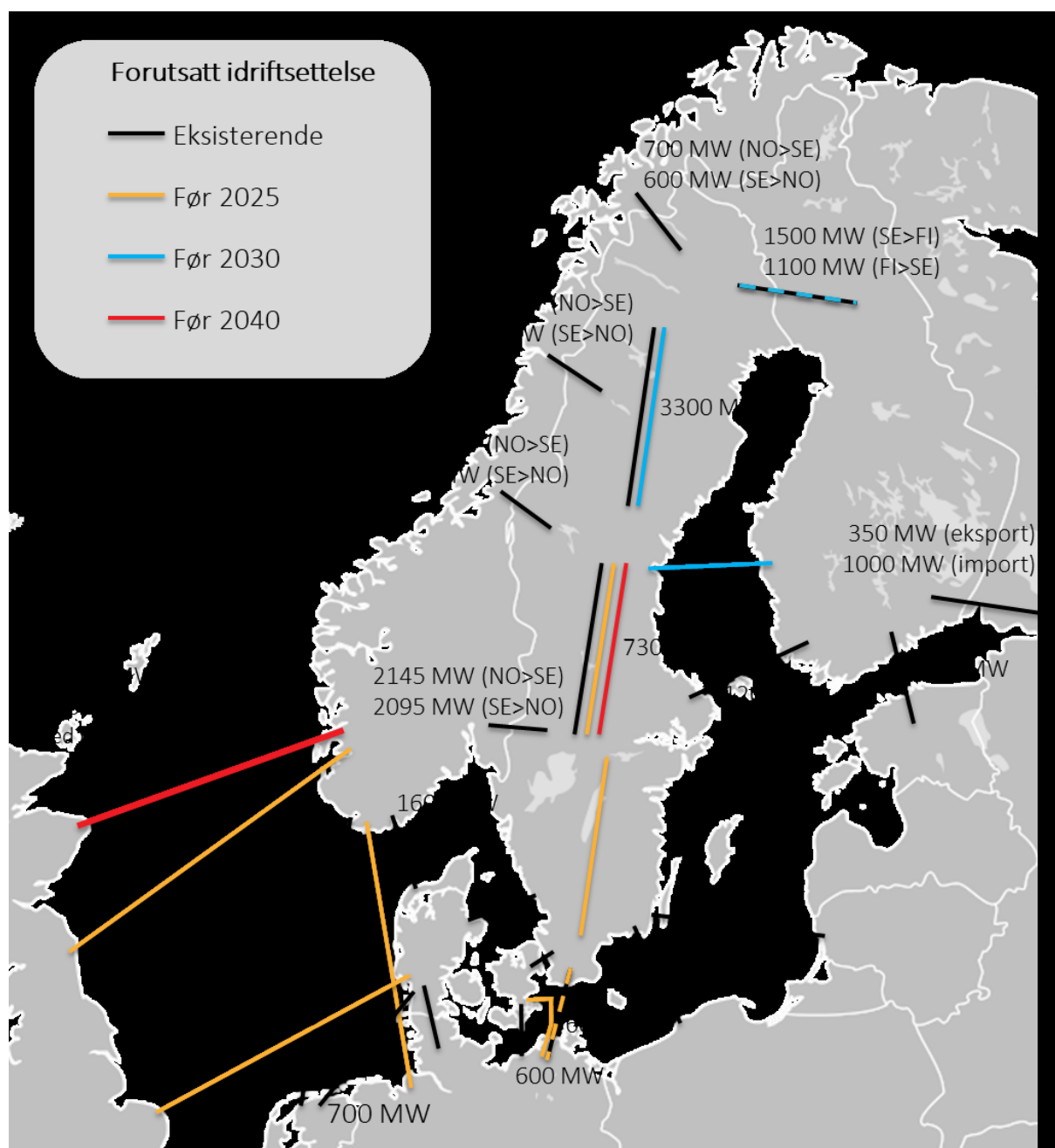
Skonhøft viser til at to kabler nå er under bygging, en til Storbritannia (Nord Sea Link, NSL) og en til Tyskland (DCNG). Når disse kommer i bruk (2020 og 2022?), vil samlet strømutveksling mellom Norge og utlandet kunne komme opp i 78 TWh pr år. Den totale norske strømproduksjonen er på om lag 140 TWh. I tillegg til dette foreligger det en søknad om enda en kabel til Storbritannia (NorthConnect), og det vil bringe eksportkapasiteten opp i ca 90 TWh. Til sammenligning har norsk netto import av strøm aldri vært høyere enn 7,5 TWh (2010), mens netto eksport nådde sin foreløpige topp på 18 TWh i 2012<sup>14</sup>.

<sup>13</sup> Samfunnsøkonomen nr. 1/2019: Kraftkabler, samfunnsnyttene, miljøet og industrien

<sup>14</sup> LOs Samfunnsnotat nr 3/19: Hvorfor stiger strømprisene, punkt 5

Illustrasjonen nedenfor viser omfanget av utenlandsforbindelser fra Norden og Norge<sup>15</sup>.

Utenlandsforbindelser, hentet fra Statnetts Langsiktig Markedsanalyse 2018-2040



Figur 10-30: Overføringskapasitet mellom Norden og resten av Europa og enkelte snitt innad i Norden. Eksisterende kapasitet er vist i kart, og endringer er vist i tabellen til høyre.

I sine analyser konkluderer Statnett med at kraftprisene i Norge kommer til å øke frem til 2025, for deretter å falle noe frem mot 2040.

<sup>15</sup> Hentet fra Statnett 2018: Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2018-2040.

## Rapport 1: 2019

Norske priser stiger i forventning med ca. 5 €/MWh fra 2018 til 2025, drevet av høyere CO<sub>2</sub>-priser, nye forbindelser til Europa og Storbritannia, mindre svensk kjernekraft og mer forbruk. Dette mer enn oppveier effekten av utbygging av fornybar i Norge og resten av Norden<sup>16</sup>.

Etter 2025 begynner norske og nordiske priser å falle i vårt forventningsscenario. Til 2030 synker prisen i Sør-Norge med om lag 4 €/MWh, før de synker med ytterligere 7 €/MWh til 2040. Årsaken er både mer vindkraft internt og etter hvert lavere kraftpriser på kontinentet, selv med en moderat oppgang i kvoteprisen.

Dette er en analyse som (selvfølgelig) er beheftet med betydelig usikkerhet. En analyse utført av konsultentselskapet Wattsight konkluderer med at «kablene til Storbritannia kan bidra til at kraftprisen i Norge blir nesten 60 øre pr kWh i 2029».<sup>17</sup> I en artikkel i Energiteknikk, 13. mars 2019, omtales dette slik:

Wattsight venter i sitt basisscenario at prisene øker til 51 og 52 euro/MWh i 2022 og 2023 og blir liggende på 53 euro/MWh i perioden 2024-2027. Deretter vil de øke til 56 og 58 euro/MWh i henholdsvis 2028 og 2029. Altså opptil 25 euro/MWh høyere enn hva markedet nå legger til grunn. Med dagens euro-kurs på nesten 10 kroner tilsvarer 1 euro/MWh snaut 1 øre/kWh, slik at 58 euro/MWh dermed blir snaut 58 øre/kWh.

Wattsight understreker at anslaget er i løpende priser, og at 58 øre/kWh i 2029 tilsvarer ca 50 øre/kWh i dag. Like fullt er dette mer enn 10 øre/kWh høyere enn i Statnetts anslag. I artikkelen refereres også dette:

Prisøkningen henger nært sammen med tre nye kabler på 1400 MW hver fra Skandinavia til Storbritannia. NSL fra Norge til England ventes i drift i 2022 og Viking Cable fra Jylland til England i 2023. Analysen legger imidlertid også til grunn at NorthConnect-kabelen fra Norge til Skottland får konsesjon og kommer på plass i 2028. Alle tre kablene ventes å eksportere det aller meste av tiden og levere 9-10 TWh per år hver. Maksimal eksportkapasitet på en kabel på 1400 MW er til sammenligning ca. 12 TWh.

Forskjellen i anslag skyldes ikke at Wattsight er alene om å ta med NorthConnect i sin analyse. Også Statnett har lagt inn at det kommer ytterligere en kabel til Storbritannia innen 2028. I begge analysene legger man til grunn at det i Norge vil være et stort kraftoverskudd på i Norge i 2030, og som øker enda mer til 2040.

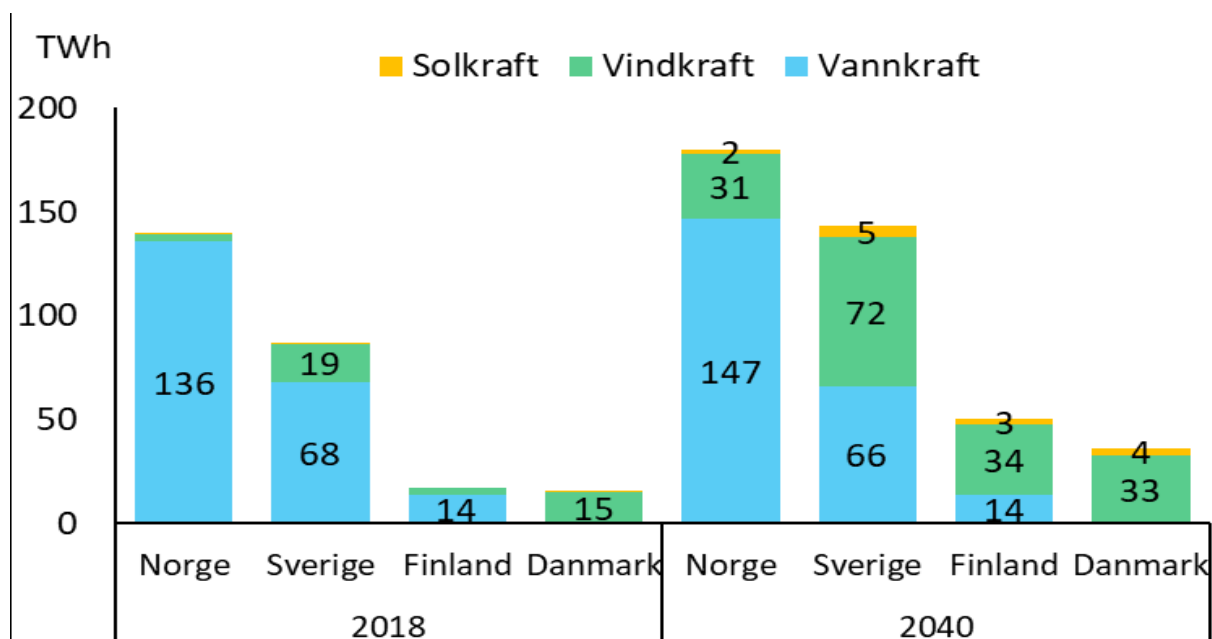
Statnett anslår at den norske elkraftproduksjonen vil gå fra dagens 135 TWh til ca 165 TWh i 2030, økende til 180 TWh i 2040. Forbruket antas å gå fra ca 134 TWh i 2018 til ca 146 TWh i 2030, økende til 151 TWh i 2040. Det betyr at vi ifølge Statnett vil ha et kraftoverskudd i Norge i 2030 på anslagsvis 19 TWh, økende til 29 TWh i 2040. De følgende diagrammene viser utviklingen i hhv produksjon, forbruk og kraftoverskudd, og er hentet fra Statnetts «Langsiktig Markedsanalyse. Norden og Europa 2018-2040». (s. 46-52).

---

<sup>16</sup> Langsiktig Markedsanalyse, s. 57-58, Med en Euro-pris på 10 kr tilsvarer 10Euro/MWh = 10 øre/KWh

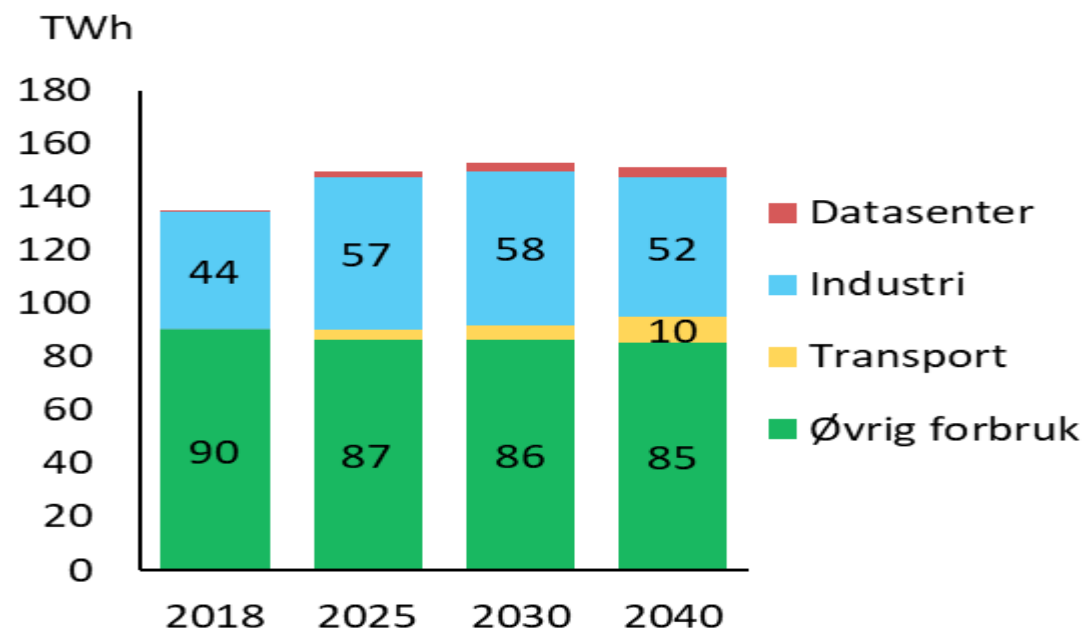
<sup>17</sup> <http://energiteknikk.net/2019/03/kablene-kan-gi-kraftig-prisloft-0>

Fornybar kraftproduksjon i Norden

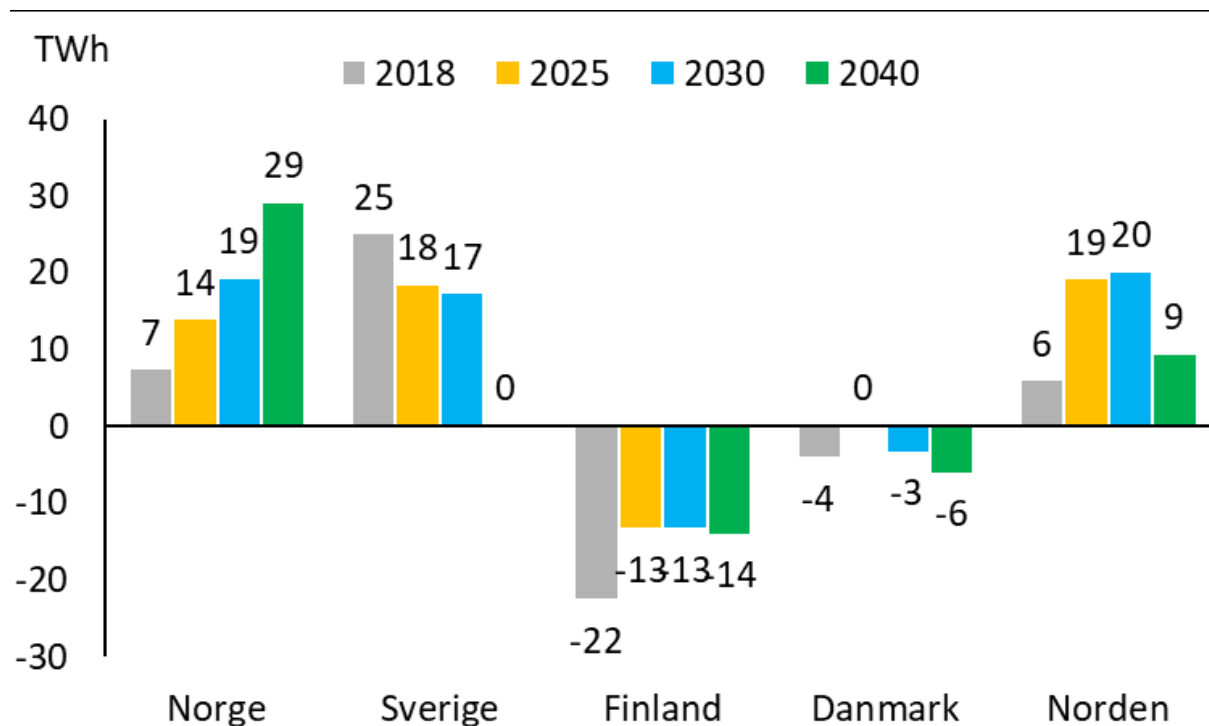


Figur 2: Statnetts analyse av utviklingen i fornybarproduksjon per område

Kraftforbruk i Norge



Figur 3: Statnetts analyse av utvikling i norsk kraftforbruk



Figur 4: Statnetts analyse av kraftbalansen i Norden

Wattsight opererer med et noe lavere anslag for kraftoverskudd i Norge i 2030. Fra artikkelen i Energiteknikk henter vi:

Wattsight legger i sin analyse til grunn at vi vil få 20 TWh vindkraft i Norge i 2030, opp fra snau 5 TWh i fjor. Samtidig venter de at det bygges ca. 10 TWh ny vannkraft i Norge, og at forbruket vil øke med rundt 10-11 TWh. Det vil ifølge Wattsights analyse gi et overskudd i kraftbalansen i Norge på mellom 5 og 15 TWh.

Den avgjørende forskjellen ligger i hva man anslår at nye kabler vil bety for prisene i Norge. Den viktigste konsekvensen av de omfattende mellomlandsforbindelsene (i 2030 vil man med tre nye kabler ha samlet overføringskapasitet på 90 TWh av en total produksjonskapasitet anslått til 165 TWh), er at det ikke lenger vil være noe «kraftoverskudd» i det norske markedet.

Alt som ikke forbrukes i Norge kan eksporteres, og prisene man oppnår i utlandet vil i stor grad bli importert som norsk prisnivå. Uavhengig av hvor mye som eksporteres hvert år, vil prisen på all kraft produsert i Norge bli høyere. Hvis norske forbrukere ikke vil betale den prisen kraftselskapene kan oppnå ved eksport, vil krafta bli eksportert. I et markedssystem er det selskapenes mål (og plikt?) å maksimere egen profitt. Man selger til dem som vil betale mest.

NVE omtaler sine forventninger til fremtidige kraftpriser slik<sup>18</sup>:

Kraftprisen i analysen er høyere i fremtiden til tross for et økende kraftoverskudd i Norge og Norden. Det henger sammen med at det parallelt med oppbyggingen av et større kraftoverskudd i Norden, er en betydelig økning i utvekslingskapasiteten mellom Norden og Europa. Den nye utvekslingskapasiteten åpner for eksport av det nordiske kraftoverskuddet.

Hovedgrunnen til prisstigningen er en antakelse om et strammere CO<sub>2</sub>-marked, som gir høyere kostnader i kull- og gasskraftverk. Dette slår inn i norske kraftpriser via handel med land som har en stor andel kull- og gassproduksjon.

Høyere strømpriser er selvsagt i kraftprodusentenes interesse. Gitt at strømprisen i Norge øker med 10 øre/KWh, så vil kraftbransjens inntekter øke med 15 milliarder kroner pr år når årsproduksjonen kommer opp i 150 TWh om få år. Det er derfor helt logisk at det er kraftselskapene, Statkraft og bransjeorganisasjonen Energi Norge som er de viktigste pådriverne for flere utenlandskabler.

De som taper på høyere strømpriser er selvsagt kundene, vanlige forbrukere, næringslivet, offentlige virksomheter i stat og kommuner, og ikke minst – den kraftintensive industrien. I offentlig sektor kommer mesteparten av regningen til kommunene, som må betale mer for å varme opp barnehager, skoler, institusjoner, svømmehaller mv. Men prisen vi betaler for strømmen er ikke bare knyttet til den markedsprisen kraftprodusentene er med på å skape.

## 6.2 Nettleie

I tillegg til kraftpris betaler vi det som kalles nettleie, samt påslag og avgifter som elavgift, grønne sertifikater og moms på det hele. Utviklingen av nettleien har de seneste årene vært like sterk som økningen i kraftprisen. I en pressemelding skriver NVE<sup>19</sup>:

*Nettleien har økt jevnt siden 2016. Den øker også fra 2018 til 2019, men økningen flater litt ut sammenlignet med de tre foregående årene.*

... Tallene vi har hentet inn fra nettselskapene viser at fra 2018 til 2019 har den gjennomsnittlige nettleien økt med 4,05 prosent, fra 29,24 øre/kWh til 30,43 øre/kWh uten skatter og avgifter. I samme periode har endringen i konsumprisindeksen vært 3,5 prosent.

Inkludert skatter og avgifter har nettleien økt med 0,99 prosent, fra 55,34 øre/kWh til 55,89 øre/kWh. For en husholdning med et forbruk på 20 000 kWh tilsvarer dette en økning på 109,56 kr per år sammenlignet med året før.

Statnett og kraftselskapene bruker nettleien til å finansiere utbygging og vedlikehold av overførings- / strømledningsnettet. Kraftkabler til utlandet utløser i seg selv betydelige kostnader til bygging og oppgradering av linjer fra kraftverkene og frem til ilandføringspunktene for kablene. Det pågår nå en

<sup>18</sup> LOs Samfunnsnotat nr 3/19: punkt 6

<sup>19</sup> NVE, 07.02.2019

omlegging av beregningen av nettleien, som blant annet innebærer at industrien skal være med å betale en økende andel av kostnadene (se neste kapittel). I en artikkel på nettstedet e24.no skriver man<sup>20</sup>:

Nettoperatøren Statnett investerer mellom 35 og 45 milliarder kroner i kraftnettet i perioden 2017-2022, inkludert kraftkabler til Tyskland og Storbritannia. Økt aktivitet driver nettleien i været, og det bør industrien være med på å betale for, mener Statnett.

E24.no hadde innhentet kommentarer fra de to norske aluminiumsprodusentene til sin artikkel. Hydro Aluminium oppgir at Statnetts nye tariff vil øke selskapets kostnader med 300 mill kr pr år. For Alcoas del utgjør økningen 75 mill kr pr år. De utfordringene økt nettleie skaper for industrien omtales nærmere i kapittel 4.

Når det gjelder fremtidige strømpriser, vil mye avhenge av om Norge knytter seg enda tettere til det desiderte høykostområdet for energi - Storbritannia. Der er strømprisene omtrent dobbelt så høye som i Norge. Det er blant annet det NorthConnect handler om.

### 6.3 NorthConnect

For tiden behandler NVE en søknad fra fire kraftselskaper (Lyse energi, Agder Energi, E-CO Energi og svenske Vattenfall) om enda en ny kabel til Storbritannia – kalt NorthConnect. Etter at NVE har konkludert og kommet med sin innstilling, skal saken over til Olje- og energidepartementet, OED, som så skal komme med en innstilling til Stortinget. I denne saken har byråkratiets kvern malt usedvanlig langsomt. Den første konsesjonssøknaden ble sendt i februar 2011.

Northconnect-kabelen (1400 MW) skal etter planen legges mellom Sima i Eidfjord i Hordaland og Peterhead i Skottland. Investeringskostnaden er i søknaden anslått til om lag 1,7 milliarder euro. Ifølge den nylig reviderte fremdriftsplanen skal kabelen settes i drift i 2023/24 (?).

Spørsmålet om NorthConnect var en viktig del av ACER-kompromisset mellom Arbeiderpartiet og H/Frp/V-regjeringen vinteren 2018. For å sikre flertall i Aps stortingsgruppe snekret man sammen «8 ufravikelig krav». De relevant «NorthConnect-kravene» var slik formulert i APs krav nr 5 og 7:

5. Beslutninger om eventuelle nye utenlandskabler skal fortsatt være en suveren beslutning fattet av norske myndigheter og erfaringene med de to kablene som nå bygges gjennomgås før nye utenlandsforbindelser kan vurderes.

....

7. Statnett skal eie og drifte alle framtidige mellomlandsforbindelser. Dette skal inntas i energiloven.

---

<sup>20</sup> E24.no: Hydro frykter strømsjokk. 16.05.2018



Mer enn ett år etter «Acer-forliket» mellom regjeringen og AP, som sikret flertall for norsk tilknytning og avgivelse av suverenitet til ACER, har regjeringen ikke kommet til Stortinget med noe som følger opp punktene referert ovenfor.

Behandlingen av NorthConnect-søknaden pågår fortsatt – og skal fullføres. Det er ikke fremmet forslag om endringer av energiloven.

Arbeiderpartiet har sin tolkning av forliket. De mener at NorthConnect nå må skrinlegges som et prosjekt fra de fire opprinnelige søkerne. En ny søknad må eventuelt komme fra Statnett, og da på et senere tidspunkt. Men dette er ikke regjeringen enig i. Saken var oppe i Stortingets spørretime 5. mars 2019, og der gjentok olje- og energiminister Kjell-Børge Freiberg at NorthConnect-søknaden skal behandles på ordinært vis. Når OED får saken fra NVE og har trukket sin konklusjon, vil saken komme til Stortinget. Først etter det vil man ifølge ministeren fremme et forslag om endringer i energiloven.

Regjeringens regi på rekkefølgen i dette kan få avgjørende betydning for skjebnen til NorthConnect. Behandlingen skjer nå basert på dagens lovverk. En lovendring som kommer senere, kan ikke gis tilbakevirkende kraft.

Et annet spørsmål som ganske sikkert vil komme opp er «lovligheten» av å endre energiloven slik at Statnetts monopol gjenopprettes. Gir det markedsbaserte regelverket for EUs energiunion, som Stortingsflertallet slutter seg til, anledning til å nekte private selskaper å investere i utenlandskabler, dersom de finner det kommersielt lønnsomt? Vil de fire konsesjonssøkerne kunne klage et avslag inn for ESA, med påstand om at dette bryter med prinsippene om fri etableringsrett og likebehandling i markedet. Det påpekes at nærmere tre fjerdedeler av alle mellomlandsforbindelser som i dag finnes i EU er private, og at det nye energi-markedsdirektivet bygger på at det er markedsprinsipper og konkurranse som er bærebjelken i det indre energimarkedet.

## 6.4 Kraftkabler for klimaet?

Før vi går grundigere inn på konsekvensene for den kraftintensive industrien, skal vi ta en kort gjennomgang av de argumentene som går igjen i diskusjonen om utenlandskabler. Disse er særlig knyttet til en forestilling om at krafteksport er et godt miljøtiltak, men i noen grad argumenteres det også med forsyningssikkerhet og samfunnsøkonomi.

Vi skal her se på fem av de mest brukte argumentene, og kommer med noen kritiske kommentarer til hver av dem.

- *Med flere kabler kan Norge hjelpe Europa med det grønne skiftet. Eksport av ren, norsk energi vil erstatte fossil energi i nabolandene*

Norges netto eksport av kraft har de siste årene ligget på omlag 5-8 TWh pr år. EUs årlige energiforbruk er på 3 500 TWh. Selv om norsk eksport fire-femdobles (til 30-40 TWh pr år), vil norsk kraft kun utgjøre rundt en prosent av EUs forbruk. Utfasingen av fossil energi i Europa påvirkes først og fremst av prisene på CO<sub>2</sub>-utslipp (EUs kvotesystem, ETS). Tilgang på mer fornybar energi legger til rette for at politikerne kan heve kvoteprisene, men det lille norske bidraget vil uansett ha minimal betydning.

- *Høyere strømpriser vil tvinge frem en mer ansvarlig «energi-bevissthet» blant forbrukerne, med mer fokus på energieffektivisering og sparing*

Det er det samme som å gi opp det konkurransefortrinnet som billig kraft har vært for Norge. Hvorfor skal forbrukerne måtte håndtere særnorske utfordringer (kaldt klima, spredt bosetting, mv.) med europeiske strømpriser? Og hvilke konsekvenser vil høyere strømpriser ha for bosetting og sysselsetting i distriktene, hvor nesten all kraftintensiv industri finnes?

- *Flere kabler legger til rette for mer fornybarproduksjon i Norge, hvor blant annet forutsetningene for vindkraft er særlig gode*

Som vi har sett, anslår Statnett at vindkraftproduksjonen i Norge vil komme opp i mer enn 30 TWh i 2040. Basert på erfaringer fra allerede bygde vindmølleparker, vil dette medføre at «norsk vindkraftproduksjon legger beslag på et real tilsvarende Vestfold fylke», skriver Anders Skonhøft i Samfunnsøkonomen<sup>21</sup>. Og han legger til:

*«Vindkraftutbyggingen i Norge har skjedd uten at miljø og natur har blitt tillagt noen nevneverdig vekt».*<sup>22</sup> Den markedsbaserte og delvis statsstøttede vindkraftutbyggingen på land (gjennom ordningen med grønne sertifikater) har fått pågå uten at det har vært en prioritert satsing på mer skånsom vindkraft til havs.

- *Uten kabler ville strømprisene i Norge tidvis vært enda høyere. Overføringslinjer sørger for forsyningssikkerhet og bidrar til å balansere energimarkedene i Norge og nabolandene*

Det er ingen som tar til ordet for å klippe over alle overføringslinjer og kabler til utlandet. Som det påpekes, har Norge hatt strømutveksling med Sverige siden 1960-tallet. Men som det heter; - det er forskjell på å barbere seg og skjære haka av seg. Ifølge NVE var den høyeste nettoimporten i løpet av et år 2010, med 7,5 TWh. Høyeste nettoeksport var i 2012, med 18 TWh. Når vi nå styrer mot en overføringskapasitet på 80-90 TWh, har det ingen ting med forsyningssikkerhet og fornuftig kraftbalanse å gjøre. Det er ene og alene et prosjekt for å gjøre norske vannkraftressurser til en

---

<sup>21</sup> Anders Skonhøft: Kraftkabler, samfunnsnytt, miljøet og industrien. Samfunnsøkonomen 1/2019, s. 10.

<sup>22</sup> Samme kilde som note 15.

del av det europeiske energisystemet – på en for kraftbransjen særdeles lønnsom måte.

- *Siden mesteparten av norsk kraftproduksjon er offentlig eid, vil økte inntekter i kraftselskapene komme hele samfunnet til gode.*

At *hele* samfunnet nyter godt av høyere inntekter, er en sannhet med modifikasjoner. Det er sant at «kraftkommunene» og staten nyter godt av store inntekter i kraftselskapene. Men for det store flertallet kommuner er det langt andre forhold som bestemmer hvor store inntekter man har. For staten vil høyere elektrisitettsinntekter først og fremst bety mer sparing (mindre bruk av oljepenger). Fordelen med høyere kraftinntekter må veies mot ulempene. Ulike aktører har ulike interesser. Norge har ikke for lite finansiell sparing. Vi har for lite avansert industri.

I en uttalelse fra Industriaksjonen, som prøver å skape en bredest mulig enhet for ny industrireise i Norge, heter det:

Advarslene mot flere kabler kommer også fra miljøbevegelsen. Idèen om norske vassdrag som leverandør av komplementær balansekraft til EUs sol- og vindenergi betinger sterk effektkjøring med rask senkning av vannstanden i magasinene når prisene i EU er høyest. Den kraftkrevende industrien avtar derimot strøm jevnt døgnet rundt, og skåner således artsmangfoldet i vassdragene – i motsetning til et europeisk balansekraftregime.

Samtidig har oppsvinget i vindkraftprosjekter – i takt med utsiktene til stadig stigende kraftpriser – opprørt både miljøvernere, turistnæringen og ikke minst folk som bor i nærheten av potensielle vindmølleparker. En mulig oppblomstring av tusentalls monsterturbiner på opptil 250 meter vil rasere store deler av det norske kyst- og kulturlandskapet slik vi kjenner det. Tilhørende utbygging av enda flere kraftlinjer vil presse seg fram- med ytterligere degradering av natur – det hele for å lede stadig mer kraft gjennom eksportkablene.

I stedet for å ødelegge natur med unødvendige vindmølleparker på land, bør det settes inn nok virkemidler for å komme i gang med bygging av vindkraft til havs. Denne energien bør ikke kobles opp mot eksportkablene, men «låses inne» som forsyningskilde til offshore-installasjoner, skipstrafikk og industri langs kysten. Det kan gjøres ved at brukere som ønsker eksklusiv tilgang til havvindenergien går sammen om å eie produksjonssystemet, på linje med at Hydro i dag eier kraftverk som produserer mer enn halvparten av strømforbruket til selskapets aluminiumsverk (se neste kapittel). Da vil vindenergi kunne bli en del av den infrastrukturen som tjener aktivitet og verdiskaping i det norske samfunnet.

## 7 Strømprisene og den kraftintensive industrien

Vi har sett hvordan dagens politikk fører til at norske strømpriser blir mer og mer lik europeiske strømpriser. Det betyr både høyere og mer variable strømpriser i Norge i årene fremover. I NVEs oppsummering av 2018 heter det:

Den norske kraftprisen endte på 42 øre/kWh i 2018, noe som er det høyeste kraftprisnivået siden 2010. Økte kull- og gasspriser og en fordobling i kostnaden på CO2-kvoter økte kostnaden for kraftproduksjon i Europa. Dette påvirker også de norske kraftprisene gjennom mellomlandsforbindelsene.

Men vi har også sett at det er ulike vurderinger av hvor mye prisene vil øke som følge av integrasjon i EUs energiunion og flere, nye utenlandskabler. For eksempel anslår Statnett at strømprisen vil øke med 4-5 øre/kWh (i dagens priser), mens Wattsight beregner økningen til 10-15 øre/kWh.

I dette kapitlet skal vi se nærmere på hvilke konsekvenser økte strømpriser vil få for den kraftforedlende industrien i Norge. **Vi skal ta utgangspunkt i et scenario hvor strømprisene til denne industrien øker med 10 øre/kWh**, som er et svært moderat anslag – både i forhold til den utviklingen vi hadde i 2018 og mot det som de mest dramatiske analyseresultatene forutsier. Hvis vi tar med effekten av økt nettleie (se nedenfor), fremstår en økning på opp mot 20 øre/kWh som like realistisk.

I vår gjennomgang ser vi på hva en prisøkning på 10 øre/kWh har å si for energikostnadene til bedriftene, og vi forutsetter at de økte kostnadene betyr en tilsvarende reduksjon i selskapenes driftsresultat (i tabellene under forkortet til DR). Dette holdes opp mot hvor mange arbeidsplasser som trues av økte strømpriser, gitt både den direkte og indirekte sysselsettingen i bedriftene og lokalsamfunnene som rammes.

Men først litt mer om noen viktige kjennetegn ved den kraftintensive industrien.

### 7.1 Hva omfatter kraftintensiv industri?

I artikkelen «På vei mot gamle høyder?» fra Statistisk sentralbyrå (2017) gis det en oversikt over status og utvikling for den kraftintensive industrien i Norge. Innledningsvis gis det en definisjon av hvilken produksjon SSB registrerer innenfor denne næringen (kodene referer til standard for næringsinndeling 2007):

- 17.1 Produksjon av papirmasse, papir og papp
- 20.1 Produksjon av kjemiske råvarer
- 24.1 Produksjon av jern, stål og ferrolegeringer
- 24.4 Produksjon av ikke-jernholdige metaller

## Rapport 1: 2019

Fra SSBs statistikkbank har vi hentet ut noen nøkkeltall for disse delnæringene innenfor den kraftintensive industrien (se tabellen nedenfor). Her ser vi at den samlede sysselsettingen i denne industrien i 2016 summeres til 17 384 personer. Samlet omsetning var over 100 milliarder kroner, mens bearbeidingsverdien (verdiskapingen) var på drøyt 22 milliarder kroner.

### 08596: Hovedtall for bedrifter i industri etter næring (SN2007), statistikkvariabel og år

	<b>Bedrifter</b>	<b>Sysselsatte (personer)</b>	<b>Omsetning (mill. kr)</b>	<b>Bearbeidingsverdi (faktor) (mill. kr)</b>	<b>Brutto driftsresultat (mill. kr)</b>
	<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>
<b>17.1</b>					
<b>Produksjon av papirmasse, papir og papp</b>	18	1 864	12 114	2 294	917
<b>20.1</b>					
<b>Produksjon av kjemiske råvarer mv.</b>	113	6 531	36 724	9 616	5 130
<b>24.1</b>					
<b>Produksjon av jern og stål, samt ferrolegeringer</b>	23	1 829	10 860	2 723	1 642
<b>24.4</b>					
<b>Produksjon av ikke-jernholdige metaller</b>	43	7 160	42 791	7 575	3 019

Vi ser at «Produksjon av kjemiske råvarer» er den delnæringen innenfor den kraftintensive industrien som omfatter klart flest bedrifter, de har i sum høyest bearbeidingsverdi, og er nest høyest i forhold til antall sysselsatte og omsetning.

I SSBs rapport<sup>23</sup> beskrives Produksjon av kjemiske råvarer slik:

De ulike virksomhetene i delnæringen har produksjon av svært ulike slag, Og her finner vi produkter som blant annet industrigasser, fargestoffer, andre organiske og uorganiske kjemikalier, gjødsel, basisplast og syntetisk gummi.

I denne rapporten vil konsekvenser for delnæringen «kjemiske råvarer» ikke bli analysert på bedriftsnivå. Det store antall bedrifter gjør at det ligger utenfor de rammene vi har hatt i prosjektet. For delnæringen samlet vil 10 øre høyere strømpris pr kWh bety ca 700 mill kroner i redusert driftsresultat. Det

<sup>23</sup> SSB: På vei mot nye høyder, 2017, s. 6

## Rapport 1: 2019

fremkommer når vi ser på næringens totale forbruk av elektrisk kraft (7 TWh, se tabellen nedenfor.)

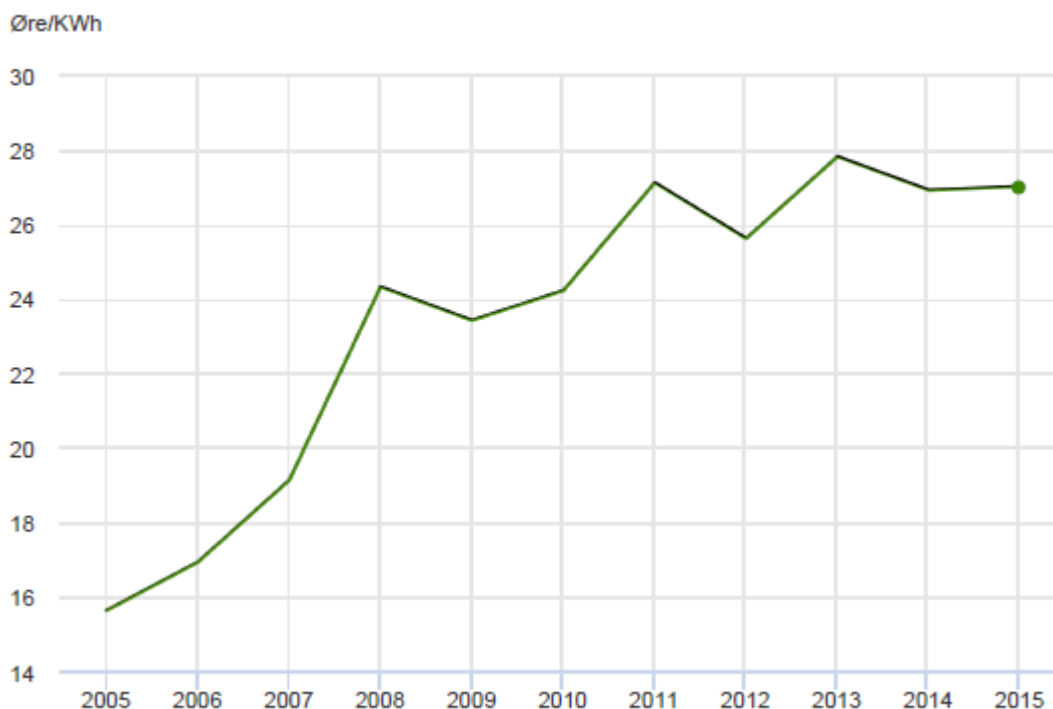
Statistisk sentralbyrås oversikt viser at det samlede elektrisitetsforbruket i den kraftintensive industri var på knapt 37 TWh i 2017. Fordelt på delnæringene så dette slik ut:

### 08311: Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh), etter forbrukergruppe, statistikkvariabel og år

	Forbruk i alt 2017
<b>KRAFTINTENSIV INDUSTRI</b>	36 950
Produksjon av papirmasse, papir og papp	3 761
Kjemiske råvarer	7 073
Jern, stål og ferrolegeringer	5 322
Ikke-jernholdige metall	20 795

I SSB-artikkelen «Mot nye høyder?» presenteres følgende figur som illustrer priser og prisutvikling på strøm til den kraftintensive industrien (s. 5).

Figur 5. Kraftpris for kraftintensiv industri



Kilde: Elektrisitet, Statistisk sentralbyrå.

Vi ser at kraftprisene til industrien har økt kraftig i løpet det siste tiåret. Og økningen har fortsatt etter 2015. Fra SSBs statistikk for elektrisitetspriser fremgår det at prisen til kraftintensiv industri var kommet opp i 31,8 øre kWh i 4. kvartal

2018. Det betyr at den kraftintensive industrien brukte elkraft til en verdi av 11-12 milliarder kroner i 2018<sup>24</sup>, og at kraftprisen i 2018 var doblet siden 2005.

Det avgjørende for bedriftenes langsiktige strategier er ikke bare strømprisen i seg selv, men hvordan prisen på kraft er i Norge sammenlignet med konkurrentlandene. Som vi vil se i gjennomgangen på bedrifts- og selskapsnivå (nedenunder) vil økte strømpriser bety at virkningene på kort sikt varierer sterkt fra bransje til bransje og fra selskap til selskap. Trusselen fra en europeisk harmonisering av strømprisene, og dermed et press oppover på kraftprisen til den kraftintensive industrien, ligger i at vi gir fra oss konkurransefordelen med lave strømpriser. Det kan føre til at fremtidige investeringer skjer i andre land, og ikke i Norge.

I en analyse fra et tysk konsulentselskap<sup>25</sup> sammenlignes strømprisene til kraftintensiv industri i ulike deler av verden. Der fremkommer det at prisene i Norge i 2013 lå på om lag 80 prosent av gjennomsnittet for Tyskland og Frankrike, mens de lå 10-20 prosent høyere enn i Canada og Texas. I årene etter 2013 er det grunn til å tro at prisene har steget mer i Norge enn i andre land, som en konsekvens av den prisutjevningen som skjer i det europeiske energimarkedet. I den tyske analysen ble det ikke presentert tall for Island, Midt-Østen eller Østen, som er andre områder som bruker lave energikostnader for å tiltrekke seg investeringer.

På kort sikt varierer virkningene av høyere markedspris på strøm fra selskap til selskap. Mens Hydro produserer nærmere 60 prosent av strømbehovet sitt i egne kraftverk, har nesten alle bedrifter sikret seg med mer og mindre langsiktige kraftkontrakter som gir noe bedre forutsigbarhet. Våre beregninger av strømprisens konsekvenser for fremtidig aktivitet og sysselsetting er derfor sjablongmessige illustrasjoner, som har størst relevans i forhold til fremtidige investeringsbeslutninger. Som vi skal se, kan beslutninger om redusert aktivitet være nærmere i noen delnæringer enn i andre.

En pågående omlegging av tariffsystemet for nettleien for den kraftintensive industrien vil derimot få omgående virkning.

## 7.2 Nettleien for industrien øker kraftig

I en rapport fra NVE blir det oppgitt at nettselskapene i Norge planlegger å investere 140 milliarder kroner i utbygging og oppgradering av strømnettet i perioden frem til 2025. Av dette utgjør Statnetts investeringer i sentralnettet, inkl nye kabler til Storbritannia og Tyskland, 50-70 milliarder kroner. Statnett har bestemt at regningen for dette i økende grad også skal sendes til den kraftintensive industrien. Frem til og med 2018 kunne industrien få opptil 90 prosent reduksjon i

---

<sup>24</sup> 37 Twh x 31,8 øre = 11,8 mrd kr

<sup>25</sup> Fraunhofer Institute for systems and Innovation Research: Electricity costs of energy-intensive industries in Norway – a comparison with energy-intensive industries in selected countries, Febr. 2016

## Rapport 1: 2019

sine tariffer i sentralnettet. Rabatten har blant annet sin begrunnelse i at industrien historisk ble bygd tett på kraftverkene, og derfor i liten grad belaster det landsdekkende nettet.

Fra og med 2019 ble industriens rabatt redusert til 75 prosent, i 2020 skal den ned til 60 prosent og i 2021 til 45 prosent. Omleggingen resulterer i at industriens andel av kostnadene i tilknytning til nettet nesten fordobles (fra 6 til 11 prosent av totalen). I et oppslag på nettstedet e24.no<sup>26</sup> uttalte kommunikasjonssjef Christer Gilje i Statnett:

Kraftintensiv industri er viktige brukere i nettet. Vi mener det er riktig at denne industrien fortsatt skal få en reduksjon i nettleien sammenlignet med andre forbrukere, men vi ønsker å justere reduksjonen.

Fra industrien selv har det kommet sterke reaksjoner. Hydro opplyser til e24.no at omleggingen vil påføre selskapet 300 mill kr i ekstra kostnader, mens det for Alcoas del anslås til 75 mill kr pr år.

I en høringsuttalelse<sup>27</sup> fra selskapet Eramet Norway heter det:

Basert på skisserte fremtidige årlige tariffsatser (kr/MW), som reflekterer samfunnets og Statnetts planlagte investerings- og løpende kostnadsbehov, er de faste sentralnettkostnadene for Eramet Norway i 2019 kalkulert til en økning på 81 % vs 2018 og i 2022 til 160 % vs 2018.

Elkem sier i sin uttalelse<sup>28</sup>

Elkem er en kraftforedlende industriaktør i Norge, med stort forbruk fordelt på seks smelteverk. Totalforbruk er nesten 4 TWh og kjennetegnes ved høyt, stabilt uttak. Av historiske årsaker er lokaliseringen av disse verkene stort sett i nær tilknytning til kraftproduksjon. Dette medfører at vi benytter «kortreist kraft» og dermed avlaster nettet. Vi er konkurranseutsatt gjennom produksjon av produkter hvor prisene settes i globale markeder og økte kostnader vil derfor gå direkte utover vår konkurransevne i et allerede tøft marked.

Statnetts nye tariffer for nettleie tvinger industrien til å finansiere en nettutvikling (med blant annet mer eksportkapasitet) som dels er i strid med industriens egne interesser, og som dels er for et nett som industrien ikke bruker. Rettferdigheten i å fordele kostnadene kan sikkert diskuteres, men spesielt industrivennlig er det ikke.

---

<sup>26</sup> E24.no: Hydro frykter strømsjokk, 16.05.2018

<sup>27</sup> Høringskommentarer fra Eramet Norway, 16.03.2018

<sup>28</sup> Innspill til tariffmodell 2019 – høringskommentar fra Elekm AS, 16.03.2018



## 8 Konsekvenser for driftsresultat og sysselsetting

I det følgende skal vi ta for oss tre delnæringer innenfor den kraftintensive industrien. Vi begynner med

### Produksjon av ikke-jernholdige metaller (aluminium)

Den største delnæringen innenfor den kraftintensive industrien er aluminium. Av tabellen over strømforbruk (SSB) ovenfor ser vi at den hadde et strømforbruk i 2017 på 20,8 TWH og en direkte sysselsetting på 7 160. Isolert sett vil en økning i strømprisen på 10 øre/kWh redusere driftsresultatet i næringen med drøyt 2 milliarder kroner.

I Norge er Hydro Aluminium AS den klart dominerende produsenten, med fabrikker på Sunndalsøra, Årdal, Husnes, Karmøy og Høyanger. Selskapet har også store videreforedlingsfabrikker i Holmestrand og på Magnor, og hovedkontor i Oslo.

Den andre aluminiumsprodusenten i Norge er det canadisk-eide Alcoa-konsernet, med fabrikker i Mosjøen og på Lista.

I det følgende skal vi se på hvilke konsekvenser det vil ha for lønnsomheten og (på sikt) sysselsettingen hos de to norske aluminiumsprodusentene når strømprisene øker med 10øre/KWh. Vi skal se nærmere på konsekvensene, - konsern for konsern, fabrikk for fabrikk.

### 8.1 Hydro Aluminium AS

Hydro Aluminium AS er et datterselskap i Norsk Hydro-konsernet. Ifølge årsregnskapet for 2017 hadde Hydro Aluminium AS en omsetning på ca 47,2 milliarder kroner og et driftsresultat på ca 4,3 milliarder kroner. I det offisielle 2017-regnskapet opplyses det at selskapet hadde totalt 2 920 ansatte.

Det er vel kjent at prisene på aluminium varierer sterkt på verdensmarkedet. En illustrasjon kan være driftsresultatet fra 2016; - som da var på 1,4 milliarder kroner. Det er bare en knapp tredel av 2017-resultatet.

Hydro Aluminium AS oppgir ikke tall for hver av de fem aluminiumsverkene, verken når det gjelder strømforbruk eller lønnsomhet.

De samlede strømforbruket i Hydros aluminiumsproduksjon oppgis av selskapet å være i overkant av 17 TWH/år. På selskapets hjemmesider opplyses det at

## Rapport 1: 2019

I dag driver vi mer enn 20 kraftverk rundt om i Norge. De leverer rundt 10 TWh ren og fornybar energi i året til vår aluminiumsproduksjon.

Det betyr at ca 7 TWh av selskapets årsforbruk kjøpes i markedet. I et oppslag i Dagens Næringsliv i februar 2019<sup>29</sup>, da strømprisen var på sitt høyeste, opplyste selskapets informasjonssjef, Øyvind Breivik, at

Alle våre kontrakter er langsiktige, inngått på ulike tider og med avtalte, kontraktfestede prisstrukturer. Hydro har siden 2014 inngått i alt 14 slike kontrakter og langt på vei dekket sitt behov fra 2020 til 2030.

Stor grad av egenproduksjon, i kombinasjon med langsiktige kontrakter til gunstigere priser, gjør nok at Hydro Aluminium AS på kort sikt ikke trenger å ha store bekymringer i forhold til strømprisene. Men i et lengre perspektiv, ikke minst med hensyn på viljen til fortsatt å investere i Norge, vil strømprisene bety mye også for Hydro.

Når 7 TWh kjøpes i markedet, vil 10 øre mer pr kWh bety 700 mill kroner høyere strømkostnader pr år. Og dersom strømprisen til industrien kommer opp i 40-50 øre/kWh, vil Hydros egenproduksjon ha en alternativ verdi på 4-5 milliarder kroner i det europeiske strømmarkedet. Eierne vil sitte igjen med mer i profitt fra å selge ut all strømmen til kunder i Storbritannia og på kontinentet enn det de i dag gjør ved å foredle den til aluminium. Det er ingen grunn til å tro at et scenario med høyere strømpriser ikke vil påvirke beslutninger om fremtidig aktivitet – også i Hydro Aluminium.

Basert på opplysninger fra ulike kilder, produksjonsvolum, mv., har vi gjort anslag for energiforbruk og aktivitet på de enkelte produksjonsstedene. Oversikten over antall ansatte er for Hydro Aluminium AS vedkommende hentet fra selskapets årsregnskap for 2017, mens antall ansatte på de ulike industristedene er hentet fra presentasjoner på Hydros hjemmeside<sup>30</sup>.

	Elforbruk	Økte energikostn.	DR 2017	ant. ansatte
Hydro Aluminium	17,1 TWh	+ 10 øre = 1 710 mill kr	4 255 mill kr	2 920
Sunddal	5,8 TWh	+ 10 øre = 580 mill kr		700 (+ 105 i tre andre datterselskaper)
Årdal	3,4 TWh	+ 10 øre = 340 mill kr		567
Karmøy*	4,0 TWh	+ 10 øre = 400 mill kr		422 (+230 i valseverk)
Husnes*	3,0 TWh	+ 10 øre = 300 mill kr		335
Høyanger	0,9 TWh	+ 10 øre = 90 mill kr		156

<sup>29</sup> DN 6. febr. 2019: Har kontrakter som binder strømprisen frem til 2050

<sup>30</sup><https://www.hydro.com/no-NO/om-hydro/hydro-worldwide/europe/norway/husnes/hydro-husnes/>

## Rapport 1: 2019

I tillegg til aluminiumsverkene, og andre datterselskaper på de fem industristedene, har Hydro Aluminium AS datterselskaper med et betydelig antall ansatte flere steder i Norge:

Holmestrand – valseverk	400 ansatte
Oslo – hovedkontor	400 ansatte
Magnor – profilverk	100 ansatte

\*På Karmøy og Husnes er driften i ferd med å bli oppgradert og utvidet, og strømforbruk og antall ansatte er her oppgitt slik de vil være når utvidelsen er fullført i 2020.

Vi ser at 10 øre høyere strømpris pr kWh vil øke kostnadene for Hydro Aluminium med mer enn 1,7 milliarder kroner. I år med lave aluminiumspriser (som f.eks. 2016) ville hele overskuddet (+ 1,4 mrd kr) vært borte.

Aluminiumsverkene til Hydro er alle lokalisert på ensidige industristeder, hvor hele samfunnet er bygd på verkens tilstedeværelse. I alle lokalsamfunnene er det gjennomført analyser av ringvirkningene fra verkene til lokalsamfunnet, og jevnt over regner man at 1 arbeidsplass i industrien genererer 1,5-2 arbeidsplasser utenfor portene.

Basert på faktoren 1,5, vil dette betyr at følgende antall arbeidsplasser er truet (inkl i verkene) i hhv

Sunndalsøra	2 000
Årdal	1 400
Karmøy	1 630
Husnes	840
Høyanger	390
Holmestrand	1 000
Magnor	250

En nedtrapping/avvikling av Hydros aluminiumsvirksomheter i Norge truer med andre ord nesten 3 000 arbeidsplasser i selskapet direkte (fordelt på sju industristeder), og i tillegg ytterligere 4 500 arbeidsplasser i lokalsamfunnene som er basert på aluminiumsverkenes eksistens.

## 8.2 Alcoa Norway AS

Det canadiske Alcoa-konsernet har to aluminiumsverk i Norge, Alcoa Lista i Farsund og Alcoa Mosjøen. Ifølge opplysninger på Alcoas hjemmesider<sup>31</sup> er det 270 ansatte ved verket på Lista og 450 ansatte i Mosjøen. I sist tilgjengelige årsregnskap (2017) opplyses det at Alcoa Norway ANS totalt hadde 1 158 ansatte.

---

<sup>31</sup> <https://www.alcoa.com/norway/no/default.asp>

## Rapport 1: 2019

Basert på tilgjengelige opplysninger anslår vi at verket i Mosjøen, som har en årsproduksjon på 188 000 mill tonn pr år, har et årlig strømforbruk på 3 TWh. Verket på Lista har en årsproduksjon på 94 000 mill tonn pr år, og vi anslår elforbruket til 1,3 TWh pr år. Med dette som utgangspunkt vil 10 øre høyere strømpris pr kWh tilsvare 430 mill kroner i økte energikostnader pr år.

	Elforbruk	Økte energikostn.	DR 2017	ant. ansatte
Alcoa Norway ANS	4,3 TWh	+ 10 øre = 430 mill kr	1 270 mill kr	1 158
Mosjøen	3,0 TWh	+ 10 øre = 300 mill kr		450
Lista	1,3 TWh	+ 10 øre = 130 mill kr		270

Regnskapene viser at Alcoa i 2017 hadde et driftsoverskudd på 1 270 mill kr., mot 1 040 mill kr i 2016. I år med dårligere aluminiumspriser, som 2014 og 2015, var overskuddene på hhv 317 og 477 mill kr. Med 10 øre høyere strømpriser ville man gått i minus eller tilnærmet minus disse årene.

## Produksjon av Jern, stål og ferrolegeringer

### Jern og stål

#### 8.3 Celsa Armeringsstål AS

Celsa Armeringsstål AS i Mo i Rana eies av spanske Celsa Group, som er blant Europas ledende selskaper på produksjon av stål. Selskapet i Mo i Rana består av et stålverk basert på smelting av skrapjern og et valseverk. Dette er det som er igjen av tidligere Norsk Jernverk, og er i dag eneste produsent av jern og stål i Norge. Ifølge opplysninger på selskapets hjemmeside er det 330 ansatte ved anleggene i Mo i Rana.

	Elforbruk	økte energikostn.	DR 2017	ant. ansatte
Mo i Rana	0,39 TWh	+ 10 øre = 390 mill kr	188 mill kr	330

Vi ser at driftsresultatet i 2017 var på 188 mill kroner, og med en ekstra energikostnad på nærmere 390 mill kroner som følge av 10 øre høyere strømpris ville resultatet vært i minus.

I tillegg til stålproduksjonen har selskapet et eget selskap vegg-i-vegg, som produserer armeringsnett, Celsa Steel Service AS. Dette selskapet har 60 ansatte, som er basert på virksomheten i Celsa Armeringsstål AS.

Høyere strømpriser truer alle de 390 arbeidsplassene, og gitt at ringvirkningene i lokalsamfunnet er 1,5 arbeidsplasser pr arbeidsplass innenfor porten vil rundt 900 arbeidsplasser i Rana-samfunnet være truet ved en nedlegging.

## Ferrolegeringer

### 8.4 Elkem

På Wikipedia<sup>32</sup> omtales Elkem slik:

**Elkem ASA** er en av verdens ledende produsenter av silisiumrelaterte avanserte materialer. Selskapet leverer produkter i hele verdikjeden fra kvarts til silisium og nedstrøms silikonspesialiteter, i tillegg til sterke markedsposisjoner innen støperilegeringer og karbonmaterialer. Selskapet har 27 verk og produksjonsfasiliteter verden over og rundt 6100 ansatte (2017).

Elkem ble i 2011 solgt fra Orkla til kinesiske China National Bluestar.

Fem av Elkems ferrolegeringsverk ligger i Norge, og selskapet er dermed den største legeringsprodusenten i Norge. I tillegg har de et verk i Kristiansand, Elkem Carbon Fiskaa. Fire av verkene er hjørnesteinsbedrifter i sine lokalsamfunn, og er samlet i datterselskapet Elkem AS. Elkem Rana AS er skilt ut som eget selskap, og overskuddet der i 2017 (24 mill kr) er lagt til oppgitt overskudd for Elkem AS (333 mill kr). Strømforbruk er våre anslag.

	Elforbruk	økte energikostnader	DR 2017	ant. ansatte
Elkem AS	3,9 TWh	+ 10 øre = 390 mill kr	357 mill kr	740
Salten	0,8 TWh	+ 10 øre = 80 mill kr		182
Bremanger	0,7 TWh	+ 10 øre = 70 mill kr		109
Bjølfefossen	0,6 TWh	+ 10 øre = 50 mill kr		155
Thamshavn	0,6 TWh	+ 10 øre = 60 mill kr		150
Elkem Fiskaa	0,5 TWh	+ 10 øre = 50 mill kr		
Elkem Rana	0,7 TWh	+ 10 øre = 70 mill kr		140

Vi ser at 10 øre høyere strømpris fører til at driftsresultatet i Elkems verk i Norge reduseres fra pluss 357 mill kr til minus 33 mill kr. i 2017. Det betyr at de 740 arbeidsplassene<sup>33</sup>, som inkl ringvirkninger tilsvarer 1 850 arbeidsplasser i fem lokalsamfunn er truet.

### 8.5 Eramet Norway AS

Den nest største ferrolegeringsprodusenten i Norge er franske Eramet med tre verk i hhv Kvinesdal, Porsgrunn og Sauda. De tre verkene ble kjøpt fra Elkem. Antall ansatte i morselskapet er hentet fra presentasjoner på Eramets hjemmeside<sup>34</sup>. Strømforbruk er våre anslag.

<sup>32</sup> <https://no.wikipedia.org/wiki/Elkem>

<sup>33</sup> Antall arbeidsplasser ved Fiskaa verk mangler

<sup>34</sup> <https://eramet.no/var-virksomhet/kvinesdal/>

## Rapport 1: 2019

	Elforbruk	økte energikostnader	DR 2017	ansatte
ErametNorway AS	2,1 TWh	+ 10 øre = 210 mill kr	2 125 mill kr	530
Kvinesdal	0,7 TWh	+ 10 øre = 70 mill kr		200
Porsgrunn	0,7 TWh	+ 10 øre = 70 mill kr		150
Sauda	0,7 TWh	+ 10 øre = 70 mill kr		160

Høye priser gjorde at selskapet hadde et eksepsjonelt godt driftsresultat i 2017 (2 125 mill kr). Resultatet har bedret seg gradvis, år for år, fra pluss 166 mill kr. 2013 til pluss 722 mill kr i 2016. Vi ser at lønnsomheten her er så god at en økning i strømprisen (+ 10 øre= 180 mill kr), isolert sett ikke vil true arbeidsplassene, gitt de siste årenes gode priser.

### 8.6 Finnfjord AS

Den tredje og siste ferrolegeringsprodusenten i Norge er det frittstående, lokalt eide verket Finnfjord AS i Troms. Selskapet opplyser på sin hjemmeside at de har 130 ansatte. I oppstillingen nedenfor er det forsøkt tatt hensyn til at bedriften opplyser å ha utviklet en industriell dampturbin som nå forsyner den med 340 GWh pr år, og som gjør verket til et av de mest energieffektive i verden. Oppgitt elforbruk er derfor anslag for hvor mye kraft man må kjøpe i markedet.

	Elforbruk	økte energikostnader	DR 2017	ant. ansatte
Finnfjord AS	0,5 TWh	+ 10 øre = 50 mill kr	123 mill kr	130

Også for Finnfjord AS var 2017 et godt år, med god lønnsomhet. Med et driftsresultat på 123 mill kr ville man tålt en prisoppgang på innkjøpt strøm på 50 mill kr. Men for årene 2013-2016 var driftsresultatet i gjennomsnitt på 24 mill kr, og med 50 mill kr i ekstra strømutgifter disse årene, ville det vært store underskudd alle årene. Heller ikke Finnfjord AS kan leve med en vesentlig høyere strømpris, og dermed er 130 arbeidsplasser i bedriften og ytterligere 200 i lokalsamfunnet truet.

## Produksjon papirmasse, papir og papp

### 8.7 Norske Skog AS

Etter en serie nedleggelse de siste 10-15 årene er det nå bare to treforedlingsbedrifter igjen i Norge - Norsk Skogs fabrikk i Halden - Saugbrugs (magasinpapir) og i Skogn i Trøndelag (avispapir).

## Rapport 1: 2019

I selskapenes årsregnskaper opplyses det at det er 535 ansatte i Halden og 410 i Skogn. I vår oppstilling anvender vi tall oppgitt av tillitsvalgte på fabrikkene, og som dermed sannsynligvis er avgrenset til sysselsettingen på selve fabrikkene.

	Elforbruk	økte energikostn	DR 2017	ant. ansatte
Norske Skog Saugbrugs	1,3 TWh	+10 øre= 130 mill kr	- 456 mill kr	450
Norske Skog Skogn	1,3 TWh	+ 10 øre= 130 mill kr	-400mill kr	350

Som vi ser av tallene hadde begge fabrikker store underskudd i 2017. Det er grunn til å tro at tallene er påvirket av de store omstruktureringene som konsernet var igjennom i 2017. For Saugbrugs vedkommende var driftsresultatet på – 99 mill kr i 2016 og + 54 mill kr i 2015. Fabrikken i Skogn hadde positive resultater i årene 2014-2016, med pluss 135 mill kr i 2016 som det beste.

Effekten av høyere strømpris vil svekke lønnsomheten i Norske Skog-fabrikkene ytterligere, med anslagsvis 130 mill kr pr år i hver av dem. For Saugbrugs vedkommende er det viktig å ha med at de produserer om lag 0,8 TWh fra egne ovner basert på trevirke. Dette er holdt utenfor i oppstillingen nedenfor.

Basert på samme ringvirkningsgrad som er benyttet i de øvrige eksemplene, betyr dette at 11-1200 arbeidsplasser er truet i Halden og nærmere 900 i Skogn dersom papirfabrikkene må stenge.

## 8.8 Oppsummering

Den kraftintensive industrien i Norge sysselsetter 17-18 000 arbeidstakere direkte.

De mest utsatte delnæringene, produksjon av aluminium, jern, stål, ferrolegeringer og papir mv. omfatter rundt 12 000 direkte ansatte, som i all hovedsak er spredt på ensidige industristeder kysten rundt. Tar en med den sysselsettingen som genereres utenfor portene, snakke vi om rundt 30 000 arbeidsplasser.

På kort sikt vil knapt 400 arbeidsplasser i stålindustrien, om lag 600 arbeidsplasser i ferrolegeringsindustrien, og 800 arbeidsplasser innen treforedling, være truet av en økning på 10 øre/kWh i strømprisene. Syv-åtte lokalsamfunn kan komme til å miste 4-5 000 arbeidsplasser. Den pågående integreringen i EUs energiunion, byggingen av enda flere utenlandskabler, og omleggingen av nettleietariffene, gjør at + 10 øre er et svært moderat anslag.

Den langsiktige konsekvensen av den rådende energipolitikken er at den kraftintensive industrien mister sitt aller viktigste konkurransefortrinn med å være lokalisert i Norge; – lave strømpriser. Det setter hele denne industriens fremtid på spill.

