

Isak Lekve & Idar Helle

# Strømpriskrisen

Årsaker og effektive mottiltak



## Forord

I denne rapporten presenteres en analyse av bakgrunnen for vinterens strømpriskrise. Det gjøres ved å kritisk diskutere mulige forklaringer på strømpriskrisen. Basert på analysen følger også en rekke forslag til politiske grep som kan gjøres for å få kontroll over strømpriskrisen.

Det direkte utgangspunktet for rapporten var den nye Arbeiderparti-Senterparti-regjeringens egen energikommisjon, som ble nedsatt 11. februar. Mye tyder på at denne *ikke* kommer til å analysere vinterens strømpriskrise. I stedet besluttet regjeringen å gjennomgå denne selv, under strengere kontroll.

De Facto og våre oppdragsgivere i Industriaksjonen, har på vår side ment at det var nødvendig med en ekstern analyse. Denne rapporten svarer på den utfordringen.

I tillegg til initiativtakerne i Industriaksjonen, har Nei til EU, Innherrad Fagforening avd 108, Verkstedklubben Aker Verdal, Bygningsarbeidernes Fagforening avd 600 og Industri Energi-klubben ved Washington Mills bidratt med finansiering av rapporten. Den er utarbeidet av Isak Lekve og Idar Helle i De Facto. Tusen takk for alle innspill og bidrag.

Bergen, 20. mai 2022

Isak Lekve

Idar Helle

De Facto

De Facto



# Innholdsfortegnelse

<b>SAMMENDRAG.....</b>	<b>6</b>
<b>1. INNLEDNING: STRØMPRISEN OG NORSK INDUSTRI.....</b>	<b>10</b>
<b>1.1 DEN KRAFTFOREDLLENDE INDUSTRIEN I NORGE.....</b>	<b>10</b>
<b>1.2 STRØMPRISENE BETYDNING FOR NORSK INDUSTRI.....</b>	<b>12</b>
<b>1.3 STRØMPRISENE OG FORNYBARNÆRINGENE.....</b>	<b>13</b>
<b>1.4 HVA SOM STÅR PÅ SPILL.....</b>	<b>17</b>
<b>2. STRØMPRISKRISEN VINTEREN 2021-2022.....</b>	<b>21</b>
<b>2.1 REGJERINGENS POLITISKE SVAR .....</b>	<b>22</b>
<b>2.2 EN PERFEKT STORM?.....</b>	<b>24</b>
<b>2.3 STRØMPRISENE OG NASJONALE MARKEDSFORHOLD.....</b>	<b>27</b>
<b>2.4 STRØMPRISENE OG INTERNASJONALE FORHOLD.....</b>	<b>30</b>
<b>2.5 MOT EN NY NORMAL .....</b>	<b>36</b>
<b>3. TILTAK .....</b>	<b>40</b>
<b>3.1 REGULERE OG BEGRENSE KRAFTEKSPORTEN .....</b>	<b>42</b>
<b>3.2 REFORHANDLE BETINGELSENE I KABELAVTALENE .....</b>	<b>42</b>
<b>3.3 TRE UT AV ACER OG GRENSEHANDELSFORORDNINGER ...</b>	<b>44</b>
<b>3.4 POLITISK STYRING AV RME .....</b>	<b>45</b>
<b>3.5 KORTSIKTIGE TILTAK .....</b>	<b>47</b>
<b>3.6 LO-KONGRESSEN OG STRØMPRISENE.....</b>	<b>49</b>

## Sammendrag De Facto-rapport 1/2022

Norge ble i 2021 rammet av en strømpriskrise. Formålet med denne De Facto-rapporten er å finne hovedårsakene til strømpriskrisen og på bakgrunn av det legge fram de mest effektive tiltakene for å løse problemet – både på kort og lengre sikt.

Hovedkonklusjonen i analysen er at strømpriskrisen ble utløst av de to nye strømkablene til Tyskland og England. De to kablene har eksponert det norske strømmarkedet for de langt høyere strømprisene i disse landene, og ført til skyhøye strømpriser i vårt land. Dette har gitt en så dramatisk økning i strømprisene at både forrige og nåværende regjering har måtte innføre direkte strømstøtte til husholdningene og deler av næringslivet. Til nå har myndighetene ikke tatt grep for å gjøre noe raskt med grunnlaget for at strømprisene er mangedoblet for husholdninger og næringsliv. Den tragiske krigen i Ukraina har forsterket problemene noe, men strømprisene var mangedoblet lenge før krigen startet.

*Strømprisene og norsk næringsliv:* Det moderne Norge ble i stor grad bygget opp basert på vannkraft produsert med lavere strømpriser enn i landene vi konkurrerer med. Den kraftforedlende industrien eksporterer eksempelvis for 200 milliarder kroner i året. Den står for 17000 arbeidsplasser direkte, i tillegg til at den er med på å sikre sysselsetting i leverandørindustri, tjenestevirksomhet og offentlig sektor i distriktene.

Lavere strømpriser enn i andre land har vært viktig også i all annen økonomisk virksomhet i vår land. Det vil også være avgjørende for videre elektrifisering av landet, samt å legge grunnlaget for ny industri. De grønne fornybarnæringene knyttet til batteriproduksjon, hydrogen/ammoniakk og karbonfangst, og -lagring vil være fullstendig avhengige av tilgang til ren og rimelig kraft om ambisjonene skal realiseres.

Norge har langt høyere andel strøm i energimiksen enn andre land, både til oppvarming og til industri. Det er derfor avgjørende viktig at vi kan få nasjonal

kontroll over strømprisene, slik at den strømprisfordelen landet har hatt, kan bli gjenetablert.

*Tiltak for å få ned strømprisene:* Blant de umiddelbare tiltakene foreslår vi blant annet stans i krafteksport ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene, stans av elektrifisering av sokkelen med kraft fra land, og tydelige avklaringer om at nettleien ikke skal øke, samt å sørge for NorthConnect-kabelen til Skottland aldri blir bygd.

Slike kortsiktige tiltak vil ha effekt. Vi har imidlertid vært enda mer opptatt av å finne fram til strukturelle tiltak som griper inn i organiseringen og styringen av norsk energipolitikk og sikrer muligheten for politisk styring med våre aller viktigste naturressurser. Vi foreslår fire hovedtiltak som forutsetter et politisk linjeskifte fra Ap/Sp-regjeringens side. De innebærer å:

- Bruke beskyttelsesklausulen i EØS-avtalen for å regulere krafteksporten ut fra hensynet til et lavt og konkurransedyktig prisnivå på strøm i hjemmemarkedet.
- Forhandle, og om nødvendig si opp gjeldende avtaler med Tyskland og Storbritannia, for å få til endringer i volum og tidspunkter for eksport av norsk kraft i avtalene for mellomlandskablene NordLink og North Sea Link.
- Ta energibyrådet Acer og grensehandelsforordningen (EF 714/2009) ut av EØS-avtalen.
- Sikre at norske myndigheter skal ha full politisk styring med Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norges vassdrags- og energidirektorat.

*Tåkelegging av strømdebatten:* Utad er alle markedsaktører og alle politiske partier enige om viktigheten av å vende tilbake til en situasjon med forutsigbare og lave norske strømpriser. I regjeringens mandat til sin egen energikommisjon står det at «tilgang til ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste konkurransefortrinn». Regjeringen ser også for seg at dette i framtida

skal være et fortrinn for norsk industri. Men skal en lansere effektive og langsiktige tiltak mot de høye strømprisene, er en også avhengig av at analysen som ligger til grunn for årsakene til strømprisutviklingen er god nok.

På dette området har regjeringen, kraftbransjen og fagmyndigheter som NVE bidratt med mer tåkelegging enn klarhet. For det første har de framstilt energisituasjonen i Europa som en ekstrem unntakstilstand, mens realiteten er at kontinentet nå går inn i en langvarig situasjon med forsyningssvikt og høye energipriser. For det andre har de lagt vekt på innenlandske markedsforhold i Norge, der lite nedbør og lav fyllingsgrad i vannmagasinene har forskjøvet forhold mellom tilbud og etterspørsel i retning høyere priser. Dette blir igjen brukt som politisk begrunnelse for at vi trenger ekstra mye utbygging av nye energikilder både på land og til havs. At massiv utbygging av mer vindkraft, vannkraft og nye forsyningslinjer vil ha økonomiske kostnader som igjen bidrar til høye strømpriser, i tillegg til naturinngrepene de fører med seg, blir det snakket mindre om.

*Strømpriskrisens årsaker:* Funnene i De Facto-rapporten er krystallklare: Det er økningen av den norske eksportkapasiteten til europeiske energimarkeder med høye energipriser som utgjør hovedårsaken til den norske strømpriskrisen. Norge eksporterte ikke mer kraft til utlandet i 2021 enn i 2020, da prisene var uvanlig lave også i norsk sammenheng. Forskjellen er at vi eksporterte vesentlig mer kraft til land med høyere energipriser, nemlig Tyskland og framfor alt Storbritannia, enn til land med energipriser nærmere vårt eget normale nivå, som Danmark og Sverige.

Norge har hatt kraftkabler til utlandet siden 1960. Fram til i fjor vår hadde vi i alt 15 utenlandskabler til Sverige, Danmark, Finland, Russland og Nederland. Med åpningen av kablene NordLink til Tyskland i mai 2021 og North Sea Link til England noen måneder seinere traff to suksessive etterspørselssjokk det norske kraftmarkedet. Med åpningen av disse to kablene økte den norske eksportkapasiteten til 80 TWh (terrawattimer), vel halvparten av en samlet normalårsproduksjon på 155 TWh. Effekten på strømprisene var umiddelbar og



svært kraftig. Da NordLink ble åpnet, steg strømprisene i Oslo og prisregion NO1 til det doblet fra juni til september, fra 55 øre per kilowatttime (KWh) til 110 KWh. Så, da North Sea Link kom i drift på høsten i fjor, skjedde det en ny prisdobling. Fra november i fjor til januar i år steg strømprisene i Oslo fra 110 til 220 KWh.

Det kan virke paradoksalt at det ikke primært er omfanget av krafteksport, men snarere hvilke land og markeder som eksporten går til, som i størst grad ser ut til å forklare strømprisene. Forklaringen her er knyttet til prisdannelsen på energibørsen Nord Pool. For kraftprodusentene vil det være gunstig å selge til høyeste tilbyder, som typisk befinner seg i høyprismarkeder som Tyskland og Storbritannia. Samtidig er også de norske kraftselskapene avhengige av å kunne levere kraften, og for å få til det er de avhengig av tilstrekkelig utvekslingskapasitet med markedene de helst vil selge til. Om det ikke er kapasitet til å transportere elektrisk kraft til Tyskland og Storbritannia, blir de nødt til å selge i det norske eller nordiske markedet med lavere priser.

Det er altså ikke først og fremst eksporten i seg sjøl som skaper de høye prisene, men den økte kapasiteten til høyprismarkeder hvor kraften kan selges. Dette kalles 'alternativpris', som tilsvarer det kraften kunne blitt solgt for. Når norske privatkunder eller bedrifter likevel kjøper kraften, fordi de trenger den, så blir de nødt til å betale det samme som om kraftprodusenten solgte til høyeste tilbyder i det tyske eller britiske markedet.

Av den grunn er det åpningen av de to siste utenlandskablene NordLink og North Sea Link som har vært helt utslagsgivende for de høyere norske strømprisene fra i fjor sommer og fram til i dag.

## 1. Strømprisen og norsk industri

Fredag 11. februar 2022 nedsatte regjeringen Støre sin nye energikommisjon. Dette var et lenge etterlengtet tiltak etter vinterens strømpriskrise, og nedsettelsen ble i all hovedsak tatt godt imot i norsk offentlighet. Utvalget er bredt sammensatt, og deres mandat åpner for å analysere en rekke viktige problemstillinger.<sup>1</sup>

Likevel er det også talende hva kommisjonen ikke selv skal gjøre. For samme dag som utvalget ble nedsatt annonserte regjeringen også at den *selv* skal gjennomgå kraftsituasjonen i 2021 og 2022.<sup>2</sup> Dette arbeidet skal gjøres i Olje- og energidepartementet og i NVE, og også få hjelp av ekspertutredninger – og arbeidet skal gjøres tilgjengelig for kommisjonen. Det er vanskelig å tolke dette på annen måte enn at regjeringen selv ønsker å ha strengere kontroll over nettopp denne delen og derfor ikke overlot oppgaven til en kommisjon som tross alt står mer uavhengig fra regjeringen.

Kommisjonen skal levere sine anbefalinger i desember 2022. Men for norsk industri og forbrukerne haster det å få både en evaluering og mulige tiltak lenge før neste vinter. Den følgende rapporten forsøker nettopp å svare på denne utfordringen, og vil derfor gjennomføre eksterne analyser som supplerer de regjeringens eget embetsverk utfører.

### 1.1 Den kraftforedlende industrien i Norge

Kraftintensiv, kraftforedlende eller kraftkrevende industri – kjært barn har mange navn – har vært helt sentralt i norsk økonomi siden vannkraften ble

---

<sup>1</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/oppnevning-av-energi-kommisjonen/id2900748/>

<sup>2</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-skal-gjennomga-kraftsituasjonen-i-2021-og-2022/id2900788/>

bygget ut mot slutten av 1800-tallet.<sup>3</sup> Hydros kunstgjødselproduksjon, smelteverkene i tilknytning til gruver og malmutvinning kysten rundt, og sagbruks- og papirindustri ved fossefallene utgjorde kjerneelementer i industrialiseringen i første halvdel av 1900-tallet, mens etter krigen kom den kraftforedlende metallindustrien – med aluminium og stål - i en særstilling.

Det var industrien selv som bygde ut de første store vannkraftanlegg for å sikre kraft til industrien, og ettersom de egnede fossefall lå spredt, ga dette også den kraftforedlende industrien en spredt karakter. Dermed har den kraftforedlende industrien ikke bare sikret verdiskaping, arbeidsplasser og eksportinntekter. Den har også vært helt sentral for at det skulle være mulig å opprettholde spredt bosetning.

Slik fikk norsk industri et helt unikt konkurransefortrinn: Tilgang til rimeligere kraft enn i landene vi konkurrerer med, og det er denne prisforskjellen som er norsk kraftforedlende industris viktigste konkurransefortrinn den dag i dag.<sup>4</sup>

For også i dag produseres det kunstgjødsel, aluminium, stål, legeringer, papir og elektrokjemiske produkter i selskaper som Elkem, Alcoa, Boliden, Celsa Armeringsstål, Eramet, Finnfjord, TiZir Titanium, Norske Skog, Glencore, Norsk Hydro og Yara, avanserte bedrifter spredt over hele landet, basert på den samme grunnleggende forutsetningen – tilgang på rimelig elektrisk vannkraft.

---

<sup>3</sup> Disse navnene benyttes i hovedsak overlappende. SSB bruker betegnelsen kraftintensiv industri. I den følgende rapporten benyttes likevel begrepet kraftforedlende for å understreke både avhengigheten til kraften, men også foredlingsdimensjonen. Sånn sett opplever rapportforfatterne at navnet ganske enkelt bedre representerer innholdet i hva industrien gjør. I tillegg kommer begrepet prosessindustri, som ofte blandes sammen med de ulike betegnelse for kraftforedlende industri. Kort sagt kan en si at all kraftforedlende industri er prosessindustri, men ikke all prosessindustri er kraftforedlende, om vi følger SSB sine inndelinger. For en nærmere drøfting, se Isak Lekve *Kraftintensiv industri, delrapport 5 av framtidens industrinæring*. Del av Manifest Tankesmiens «Grønn Industri 21»-prosjekt. Side 10.

<sup>4</sup> Hver gang vi benytter begreper som «rimelige» eller «lave» strømpriser, så menes det altså lavere enn prisene i de landene vi konkurrerer med.

## 1.2 Strømprisenes betydning for norsk industri

Kraftkostnadene utgjør gjerne mellom 20 til 50 prosent av produksjonskostnadene i noen bedrifter, og de siste årene har prisen på både kraft og nettleie økt markant. De fleste av bedriftene det gjelder har dekket mellom 70 og 90 prosent av energiforbruket sitt med lengre kontrakter, og er dermed ikke like direkte utsatt for svingningene i markedet.

Selv om disse kontraktene går over noe tid, er det likevel stadig kontrakter som går ut, og dermed skal reforhandles, og da vil de rådene markedsforholdene *på forhandlingstidspunktet* og framskrivningene av kraftprisen være avgjørende. Ettersom det stadig er slike kontrakter som skal reforhandles, betyr det altså at variasjonene i kraftprisen her og nå, likevel har stor innvirkning på fremtidige utgifter til den kraftforedlende industrien.

Den gjennomsnittlige strømprisen i perioden 2010-2020 var 33 øre per kilowattime, og kontraktene i den kraftforedlende industrien ligger stort sett rundt dette nivået, på rundt 30 øre per kilowattime. I 2021 endte imidlertid gjennomsnittsprisen på 76 øre per kilowattime. De siste tre månedene av 2021 var snittprisen i Sør-Norge på 126 øre per kilowattime.

Norsk Industri, bransjeforeningen som organiserer de fleste av bedriftene, hevder at en økning på 1 øre per kilowattime tilsvarer en årlig merkostnad for prosessindustrien på 400 millioner.<sup>5</sup> Jan Haugen, tillitsvalgt ved hjørnestensbedriften i Orkland Washington Mills, leder for elektrokjemisk komite i Industri Energi, og tidligere leder for Industriaksjonen, peker på sin side på at det er en «tommelfingerregel i bransjen at ti øre økt kraftpris svekker

---

<sup>5</sup> Se <https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/aktuelt/gronn-vekst-eller-kabler/>

overskuddet eller øker underskuddet med rundt ti prosentpoeng (..) og at det er jo veldig få som har over ti prosent margin.»<sup>6</sup>

De Facto har tidligere utformet en rapport som analyserer konsekvensene for kraftforedlende industri i Norge ved en ytterligere økning i strømprisen på 10 øre/kWh, og funnet at dette vil øke energikostnadene med ca. 3,7 milliarder kroner, og på kort sikt true 400 arbeidsplasser i stålindustrien, 600 i ferrolegeringsindustrien og 800 innen treforedling, i tillegg til ringvirkninger. Totalt beløper det seg til 4-5 000 arbeidsplasser.<sup>7</sup>

Men forskjellen på gjennomsnittlig strømpris i perioden 2010-2020 og gjennomsnittet i 2021 var altså hele 46 øre, og opp mot de siste tre månedene var den hele 93 øre. Enten vi legger Norsk Industri, Industriaksjonen eller De Factos analyser til grunn, så vil **en gjennomsnittspris som i 2021 i praksis utradere hele den kraftforedlende industrien**. Det er heller ikke noen som er uenig i en slik virkelighetsbeskrivelse. Den kraftforedlende industrien i Norge lever av forutsigbar tilgang til rimelig kraft.

### 1.3 Strømprisen og fornybarnæringene

Den 21. januar i år, annonserte den britiske regjeringen at de vil investere £100 millioner i oppstartsselskapet Britishvolts foreslåtte «gigafabrikk» for bilbatterier.<sup>8</sup> Fabrikken skal etter planen skape 3000 arbeidsplasser i selve fabrikken, i tillegg til over 5000 arbeidsplasser i indirekte roller i

---

<sup>6</sup> Se Magnus Marsdal og Astrid Haugen Rambøl: *Det store strømsjokket. Om hva som gikk galt og hva vi kan gjøre med det*. Manifest forlag 2022. Side 22.

<sup>7</sup> Se De Facto-rapporten «EU, strømpriser og industri» 1/2019

<sup>8</sup> <https://www.britishvolt.com/news/britishvolt-powers-ahead-with-plans-to-build-transformational-uk-battery-gigaplant-to-meet-ev-demand/>

distribusjonsskjeder og lignende, og skal slik kunne produsere nok celler hvert år for 300 000 elektriske batteripakker.

Det mest interessante fra et norsk perspektiv, er likevel plasseringen av fabrikken. Den skal legges til Cambois, i Northumberland i nordøst-England. Dette er tilfeldigvis *akkurat* der strømkabelen North Sea Link kommer i land. Slik kan fabrikken drives på 100 prosent fornybar energi, som i stor grad leveres fra Norge.

Også i Schleswig-Holstein i Nord-Tyskland tenkes det stort om batterier. Her planlegger det svenske selskapet Northvolt en batterifabrikk av lignende volum. Tilfeldigvis ikke langt fra der kraftkabelen Nordlink fra Tonstad i Norge kommer i land.<sup>9</sup>

Men også i Norge bygges det batterifabrikker. Både Rolls-Royce, Corvus (begge i Bergen) og Siemens (i Trondheim) har åpnet fabrikker for produksjon av maritime batterier i Norge de siste årene. Disse er i stor grad automatiserte, men Raufoss-selskapet Intek Engineering har levert robotene som brukes både hos Corvus og Siemens. Norge er i dag verdensledende på produksjon av slike batterier.

Agder Energi planlegger i samarbeid med investor Bjørn Rune Gjelsten og med kompetanse fra Eyde-klyngen, en fabrikk for batterier til bilindustrien og skip, og har i den sammenheng etablert selskapet Morrow Batteries. Fabrikken skal etableres i Eyde Energipark i Arendal, hvor det forventes at det vil kunne skape 2 500 arbeidsplasser.

I Mo i Rana planlegger det nyetablerte selskapet Freyr en fabrikk for litiumbatterier. Selskapets grunnleggere har bakgrunn fra blant annet Aker Yards, Norsk Hydro og større selskaper internasjonalt. Freyr vil rette seg inn mot

---

<sup>9</sup> Se <https://www.nrk.no/nordland/gigantiske-batterifabrikker-i-europa-skal-drives-av-norsk-strom-1.15895097>

blant annet maritim sektor, bilindustrien og energilagring. Til sammen skal også dette kunne skape 2 500 arbeidsplasser direkte.

Sintef har beregnet at det globale battericellemarkedet alene vil være verdt 900 milliarder NOK per år i 2040.<sup>10</sup> Sintef beregner at verdiskaping knyttet til batterier kan stige fra om lag 800 millioner NOK i 2019, til 10 milliarder NOK i 2030 og videre til 50 milliarder NOK i 2050. Eksportandelen vil etter disse estimatene øke fra 200 millioner NOK i 2019, til 7 milliarder NOK i 2030 og 40 milliarder NOK i 2050, mens arbeidsplassanslagene går fra rundt 100 i 2019, til 7000 i 2030 og 15 000 i 2050. NHO har på sin side estimert et omsetningspotensial på 90 milliarder NOK i året i 2030 og 18 milliarder NOK i året i 2050 om en lykkes med battericelleproduksjon i Norge.<sup>11</sup>

Også Hydro og Equinor planla lenge en batterifabrikk i Norge som skulle gi 2000 nye arbeidsplasser. Denne ble imidlertid skrinlagt i november 2021. Selv om det ikke ble sagt eksplisitt, er det sannsynlig at en av årsakene nettopp var den strømpriskrisen vi stod midt i. **For også batteriproduksjon er avhengig av billig kraft.** Ettersom mye av poenget med batterier er å bidra til elektrifisering av bilparken og andre kjøretøyer, slik at en kutter utslipp, er det også et kjernepoeng at kraften er produsert av fornybare kilder. Her har Norge som kjent også en viktig konkurransefordel.

Slik er det også med karbonfangst, og -lagring,<sup>12</sup> og hydrogen/ammoniakk. Grønt hydrogen, som er den politisk minst kontroversielle formen for hydrogen,

---

<sup>10</sup> Beregningene er egentlig 90 milliarder euro, her omregnet for flyt i teksten. Se Sintef-rapporten «Nye muligheter for verdiskaping i Norge», 2019

<sup>11</sup> Se NHO-rapporten «Grønne elektriske verdikjeder» fra juni 2020 side 52. Også her er tallene gitt i euro, men i teksten ovenfor omregnet til NOK for konsistens.

<sup>12</sup> Karbonfangst og lagring forkortes gjerne til CCS som betyr Carbon Capture Storage. I tillegg er det vanlig å skrive om CCUS som står for Carbon Capture Utilization and Storage, altså karbonfangst, -bruk og -lagring. I det følgende bruker vi for enkelhetens skyld betegnelsen karbonfangst, og -lagring selv når vi (som ved arbeidsplassestimater) også mener CCUS.

utvinnes nettopp gjennom å bruke elektrisitet til å spalte vann i hydrogen og oksygen. Her er elektrisiteten – og dermed strømprisene – så å si den eneste innsatsfaktoren av betydning.

Men også ved blått hydrogen kreves det store mengder kraft. Da er det for å drive karbonfangstprosessen en trenger elektrisiteten (eller annen energi, men hele poenget forsvinner om en benytter fossile kilder). Dette gjelder også i andre anvendelser av karbonfang, -bruk og -lagring. Det er energiintensive prosesser, som må benytte ren elektrisitet om det skal gi en klimaeffekt.

Hydrogen har blitt hypet som en av de virkelig store nye grønne næringene. Sintef estimerer at produksjon av hydrogen fra naturgass med CO<sub>2</sub>-håndtering vil kunne gi 25 000 til 35 000 arbeidsplasser. Sintef estimerer også at et europeisk hydrogenmarked vil kunne nå 1 200 milliarder NOK i 2050. Om Norge produserer like mye naturgass som i dag, men omdanner 80 % til hydrogen for salg til dette europeiske markedet, vil det kunne utgjøre en markedsverdi opp mot 220 milliarder NOK. Dette er omtrent like mye som eksportverdien av all norsk naturgass i 2017.

At det er en slik direkte sammenheng mellom strømpriser og mulighetene for ny industri anerkjennes sågar av Mahmoud Farahmand, stortingsrepresentant for Høyre. Han skriver at «flere industriledere har i løpet av høsten 2021 gitt klart uttrykk for at dages strømpriser ikke taler for nyetableringer av kraftkrevende industri på Sør-Østlandet. Dette er nokså paradoksalt all den tid nettopp prosessindustrien i blant annet Telemark skulle være en av motorene i det «Grønne skiftet».<sup>13</sup>

Det er altså ikke bare eksisterende kraftforedlende industri som rammes av høye strømpriser. **Både batterier, hydrogen/ammoniakk og karbonfangst- og**

---

<sup>13</sup> Se <https://www.nettavisen.no/norsk-debatt/dagens-strompriser-fra-en-motor-i-det-gronne-skiftet-til-et-batteri-for-andre-nasjoner/o/5-95-368208>



**lagring fremheves stadig som viktige fremtidsnæringer for Norge. Alle tre vil de være helt avhengig av tilgang på ren og rimelig kraft.**

#### **1.4 Hva som står på spill**

I dag eksporterer den kraftforedlende industrien for 200 milliarder. Dette er over halvparten av den totale norske eksporten av det vi kan kalle tradisjonelle industriprodukter,<sup>14</sup> og industrien er dermed svært viktig for norske statsfinanser og dermed mer indirekte, **finansieringen av velferdsstaten.**

I tillegg sysselsetter industrien i dag om lag 17 000, og om en tar med at hver direkte arbeidsplass genererer minst 1,5 arbeidsplasser i lokalsamfunnet, representerer den kraftforedlende industrien rundt **40 000 arbeidsplasser** – i all hovedsak lokalisert på mindre industristeder som Finnsnes, Sørfold, Glomfjord, Mo i Rana, Mosjøen, Skogn, Orkanger, Bremanger, Sunndal, Årdal, Høyanger, Sauda, Odda, Bjølvefossen, Husnes, Karmøy, Lista og Herøya – i tillegg til større steder som Kristiansand og Sarpsborg.

Betydningen av denne industrien er altså betydelig i form av sysselsetning – men enda større når en reflekterer over hvor viktig den er for disse stedene. I Sunndal sysselsetter eksempelvis Hydro 700 av en total befolkning på 4000. Det sier seg selv at Sunndal og lignende steder går en tung tid i møte uten den kraftforedlende industrien samfunnet er bygget opp rundt.

Så kommer den mulige betydningen for ny grønn industri. Manifest Tankesmie har gjennom prosjektet «Grønn Industri 21» sammenfattet en del estimater på dette. Potensialet for batterier ble for 2050 estimert til 15 000 arbeidsplasser. For hydrogen/ammoniakk til 30 000, mens karbonfangst, og -lagring ifølge Sintef vil skape mellom 6000 og 20 000 arbeidsplasser, og bidra til å styrke

---

<sup>14</sup> Se Idar Helle, Isak Lekve, Christian Anton Smedshaug og Roar Eilertsen: *Framtidens industri. Ansvar og muligheter*. De Facto Kunnskapssenter for fagorganiserte. Rapport 5:2021

konkurranseskraften til mellom 80 000 og 90 000 eksisterende arbeidsplasser innen prosessindustri, naturgassvirksomhet og sjøfart. Om en regner sammen alle disse tallene, og forutsetter at hver arbeidsplass genererer minst 0,5 arbeidsplasser i lokalsamfunnet, snakker vi om en potensiell betydning – gjennom å styrke konkurranseskraften til eksisterende og skape nye arbeidsplasser – **over 200 000 arbeidsplasser**. Om vi bruker det mer «vanlige» estimatet på at hver arbeidsplass genererer 1,5 arbeidsplasser, snakker vi om så mye som nærmere **400 000 arbeidsplasser** totalt sett. Alt knyttet til fortsatt lav strømpris.

I tillegg kommer konsekvensene for husholdninger, norske kommuner, bønder, annen industri og næringslivet generelt. Her er det svært mange aktører som allerede sliter med de nye strømprisene, og som vil få store problemer med å overleve om dagens nivå blir en ny normal.

Så må også klimaeffekten nevnes. Det er åpenbart at produkter som hydrogen og batterier, som produseres nettopp for sin klimaeffekt, vil ha en betydning. Men også norsk metallproduksjon bør nevnes. For produkter produsert i Norge innen den kraftforedlende industrien, har mye lavere CO<sub>2</sub>-avtrykk enn tilsvarende produkter produsert andre steder. Så lenge norsk kraft i hovedsak er produsert med lave CO<sub>2</sub>-utslipp, så vil enhver flytting av produksjon fra land med kraft som i større grad er produsert fra fossile energikilder, bidra til å redusere internasjonale klimagassutslipp. Potensialet for en større norsk kraftforedlende industri er dermed også et potensial for lavere klimagassutslipp globalt.

Prosessindustrien har mellom 1990 og 2014 redusert sine utslipp med 40 % samtidig som produksjonen økte med 37 %, og slipper årlig ut om lag 9,4 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, noe som utgjør om lag 18 % av Norges totale utslipp.<sup>15</sup> Industrien har selv en målsetning om nullutslipp i 2050. **I et globalt**

---

<sup>15</sup> Se Sintef-rapporten «Energi og Industri» side 24, 2019. Tallene er fra 2017.

**perspektiv, er et av de beste klimatiltaket vi kan gjøre, å sørge for at mer kraftforedlende industri flytter til Norge.<sup>16</sup>**

Et eksempel som illustrerer det siste poenget, er at aluminium produsert i Norge vil ha klimaavtrykk på under 3,5 tonn CO<sub>2</sub> per tonn aluminium, mens produksjon i Kina basert på kullkraft vil ha et avtrykk nærmere 20 tonn CO<sub>2</sub> per tonn aluminium.<sup>17</sup> Det globale gjennomsnittet er 16 tonn.<sup>18</sup> Aluminiumsproduksjon i Norge slipper altså ut under 20 % sammenlignet med utslippene knyttet til produksjon internasjonalt.

Sist vil vi legge til for egen regning. Høsten 2021 vant venstresiden valget med et rekordsterkt mandat basert på en enorm entusiasme for en ny politikk. Det er selvsagt ulike meninger om akkurat hva som ligger i mandatet fra velgerne, men vi tror det er ganske sannsynlig at en Arbeiderparti-ledet regjering som ikke klarer å videreføre egne sosialdemokratiske tradisjoner, og sørge for å sikre norske arbeidsplasser og grønn omstilling vil slite svært med å bli gjenvalgt – og få alvorlig svekket troverdighet i lang tid fremover.

Så hvis vi skal oppsummere hva som står på spill:

- En betydelig del av grunnlaget for velferdsstaten.
- 40 000 arbeidsplasser i og rundt kraftforedlende industri.
- Selve eksistensen til et titalls industristeder spredt utover hele landet.

---

<sup>16</sup> Se rapporten «Grønn konkurransekraft» fra Elektroforum, levert til regjeringens ekspertutvalg for grønn konkurransekraft.

<https://www.gronkonkurransekraft.no/nyheter/elektrobransjens-innspill-om-gronn-konkurransekraft/> side 38

<sup>17</sup> Se rapporten “Veikart for prosessindustrien” fra 2016.

[https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien\\_web.pdf](https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf) Side 14.

<sup>18</sup> Se rapporten “Veikart for prosessindustrien” fra 2016.

[https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien\\_web.pdf](https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf) Side 36

- Konkurransen til eksisterende industri, og mulige nyetableringer innen nye grønne næringer, med de indirekte arbeidsplassene disse gir. De mest optimistiske estimatene peker mot flere hundre tusen arbeidsplasser direkte og indirekte.
- Økonomien i husholdninger og lønnsomheten i et ikke-tallfestet antall bedrifter.
- Store klimagassutslipp
- Og kanskje hele venstresidens troverdighet.

Det var konsesjonslovene tidlig på 1900-tallet som sikret offentlig kontroll med vannkraften, og som gjorde det mulig å etablere en nasjonal politikk for forvaltning av kraften slik at denne ble en innsatsfaktor i et industrieventyr. I dag står vi ovenfor lignende politiske veivalg som vil ha enorme betydninger også langt utover den kraftforedlende industrien.

Heldigvis er det i dag tilnærmet tverrpolitisk enighet om viktigheten av å opprettholde de særnorske lave strømprisene. Som mandatet til energikommisjonen uttrykker det så tydelig: «tilgang til ren og rimelig kraft har i årtier vært den norske industriens fremste konkurransefortrinn», og «regjeringen ønsker at dette også i fremtiden skal være fortrinnet for norsk industri.»

Betydningen av strømprisen for norsk industri er altså ikke kontroversiell. Men skal en lansere riktige tiltak, trenger en også riktig analyse. Den følgende rapporten er et forsøk på å gi denne analysen – slik at politiske aktører kan iverksette tiltak som nettopp viderefører denne særnorske konkurransefordelen. Men da må vi starte med den analysen regjeringen selv ville ha kontroll over - en analyse av bakgrunnen for den ekstreme strømprisen vinteren 2021-2022.

## 2. Strømpriskrisen vinteren 2021-2022

Vintersolverv 21. desember er de fleste år den dagen hvor solen går sin korteste ferd over himmelen – og dermed også gir den korteste daglengden. Slik er dagen både årets mørkeste – men markerer også inngangen på noe nytt: Gradvis lysere dager. I 2021 var dagen imidlertid ekstra mørk i deler av Norge. På denne dagen satte nemlig strømprisen i region Sørvest-Norge ny rekord med hele 395,41 øre per kilowattime i gjennomsnitt. På det høyeste var den helt oppe i 612 øre per kilowattime. Dette er henholdsvis 34 og 53 ganger høyere enn gjennomsnittsprisen bare ett år før, i 2020.

Strømpriskrisens betydning for forbrukerne har allerede vært grundig dekket i norsk offentlighet. Den tvang studenter til å ta opp forbrukslån for å betale strømregningene,<sup>19</sup> den har ført til en rekordmange inkassosaker,<sup>20</sup> og den har tvunget noen til å selge hunden sin for å betale strømregningen.<sup>21</sup> Og i innledningen beskrev vi også de potensielt enorme konsekvensene for norsk industri.

Hva skyldes de rekordhøye strømprisene? Det som er helt sikkert, er at de ikke skyldes produksjonskostnadene. Norsk vannkraft er for lengst nedbetalt og produseres til svært lave priser av hovedsakelig offentlig eide selskaper. Olje- og energidepartementet beregner den gjennomsnittlige produksjonsprisen til 11,57 øre per kilowattime i 2022. Den tilsvarende prisen for 2021 var 11,4 øre.<sup>22</sup>

---

<sup>19</sup> <https://www.nrk.no/innlandet/studenter-ma-ta-opp-forbrukslan-for-a-betale-hoye-stromregninger-1.15668116>

<sup>20</sup> <https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/Ord3LE/inkassokrav-paa-stroem-oeker-kraftig-det-er-helt-enormt>

<sup>21</sup> <https://www.aftenposten.no/norge/i/WjxApd/karoline-bratlien-solgte-hunden-for-aa-betale-stroemregningen-naa-er-hun-skuffet-over-regjeringens-julepakke>

<sup>22</sup> <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2022-er-fastsatt/id2892973/>

Ingen aktører argumenterer heller for at det er en direkte sammenheng mellom produksjonskostnad av norsk kraft, og markedsprisen.

I det følgende hovedkapittelet i rapporten vil vi analysere bakgrunnen for strømpriskrisen. Ettersom det presumtivt vil være en sterk sammenheng mellom virkemiddelbruk og analyse, vil vi starte med å gjennomgå regjeringens politiske svar på strømpriskrisen (2.1), og hvilken analyse disse baserer seg på (2.2). Videre vil vi gjennomføre en egen analyse av sentrale utviklingstrekk i det innenlandske strømprismarkedet (2.3), og gå over til en analyse som også ser utviklingen opp mot tilkoblingen til det europeiske strømmarkedet (2.4). Basert på gjennomgangen spør vi avslutningsvis i kapittelet (2.5) om de rekordhøye prisene muligens markerer inngangen til en ny normal for norske kraftkunder.

## **2.1 Regjeringens politiske svar**

Da regjeringen Støre ble utnevnt i statsråd 14. oktober 2021, var det med stor entusiasme og et rekordstort mandat i ryggen. Riktignok var en del stemmer skuffet over at SV ble holdt utenfor, men den generelle stemningen på venstresiden og i norsk offentlighet var likevel at det både var gledelig og på tide med ny retning etter åtte år med blåblå regjering. Det ble imidlertid ingen hvetebrødsdager for regjeringen, som har vært preget av skandaler og kriser omtrent fra dag 1. I skrivende stund våren 2022, er regjeringen den som gjennom tidene har mistet oppslutning raskest – og det er igjen borgerlig flertall på meningsmålingene.

En av de viktigste krisene den fikk i fanget var nettopp strømpriskrisen. Strømprisen hadde allerede steget til rekordnivåer gjennom forsommeren, da flere analytikere også advarte om at de kom til å fortsette å stige. For Senterpartiet i regjering ble derfor en svært viktig prioritering i tilleggsproposisjonen til statsbudsjettet å senke elavgiften.<sup>23</sup> Dette grepet, som

---

<sup>23</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-1-s-tillegg-1-20212022/id2885048/>

kostet 2,9 milliarder og i hovedsak ble frontet av finansminister og partileder Trygve Slagsvold Vedum selv, ble imidlertid fordelt flatt, og dermed kraftig kritisert for å forfordele de med høyest strømforbruk.

Det neste grepet som ble tatt kom bare måneder senere, og ga inntrykk av en regjering på etterskudd. Strømprisene hadde fortsatt oppover, og kuttet i elavgiften fremstod nå som en dråpe i havet når prisene som på forsommeren hadde ligget rundt 40 øre endte på 177 øre i gjennomsnitt i desember. Dermed ble regjeringen tvunget til å annonsere en midlertidig strømstøtte den 11. desember, som kom på toppen av allerede bevilget bostøtte og krisestøtte til studenter. Ordningen ble presentert slik at regjeringen betalte halvparten av de ekstra kostnadene på strømregningene til husholdningene etter 70 øre. Så ved en strømpris på 100 øre, ville husholdningene selv betale hele prisen av de første 70 øre, og så halvparten av de neste 30 ørene + alle avgifter.<sup>24</sup> Det første anslaget gikk på at dette ville koste 5 milliarder, så 14 milliarder, men ganske raskt ble det økt til 55 prosent, i januar til 80 prosent og i april til 90 prosent over de 70 ørene. I skrivende stund er ordningen – som skulle vare ut mars 2022 – forlenget ut mars 2023 og ligger an til å koste det mangedoblete.<sup>25</sup>

Det tredje grepet kan man si kom på nyåret i 2022. Den 9. februar ble det annonsert en storstilt utbygging av havvind, og avdemping av prisene ble gitt som eksplisitt begrunnelse for satsingen. «Målet vårt er at me skal ha låge straumprisar for folk i Noreg» sa finansminister Vedum til regjeringens eget kommunikasjonsapparat.<sup>26</sup> Dermed sørget de også for at ny strøm fra denne havvindsatsingen skal gå tilbake til Norge, og takket slik nei til såkalte «hybridkabler» - som ville gitt havvindanleggene muligheten til å eksportere strømmen direkte til Europa. I tillegg har det også kommet signaler fra Olje- og

---

<sup>24</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/regjeringen-med-milliardpakke-i-stromstotte/id2891839/>

<sup>25</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/regjeringens-stromtiltak/id2900232/>

<sup>26</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/storstilt-satsing-pa-havvind/id2900436/>

energiminister Terje Aasland om at det må lages et system som sørger for mer utbygging av vindkraft på land. Også for å avdemppe priskrisen.<sup>27</sup>

Det fjerde grepet er altså det som allerede er nevnt i innledningen og som danner utgangspunkt for denne rapporten, oppnevning av en energikommisjon. Deres mandat knytter seg til fem overordnede temaer:

1. Hvordan Norge påvirkes av energimarkeder i rask endring.
2. Perspektiver for utviklingen i kraftforbruket.
3. Potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom kraftproduksjon.
4. Perspektiver for forsyningssikkerheten.
5. Sentrale interessekonflikter i energipolitikken.

I tillegg er det eksplisert at energieffektivisering skal være en viktig del av kommisjonens mandat.

## 2.2 En perfekt storm?

Tiltakene til regjeringen peker egentlig i litt ulike retninger. Mens de midlertidige tiltakene jo er midlertidige, og dermed signaliserer enten at en tror krisen er midlertidig, eller at en skal komme tilbake med mer permanente tiltak på et senere tidspunkt, så er kuttet i elavgiften permanent, men både usosialt og lite målrettet.

Likevel er det nok de to andre tiltakene som sier mest om analysen bak. Mandatet til energikommisjonen sier det egentlig i klartekst, at kraftprisen i hovedsak skyldes markedsforholdene i Norge gjennom en analyse om at det «ligger an til en sterkere vekst i kraftbehovet i takt med økende elektrifisering» og at dette skal avdempes gjennom «økt energiproduksjon med mål om at Norge fortsatt

---

<sup>27</sup> Se for eksempel <https://www.nrk.no/vestland/sinne-og-glede-etter-nye-vindkraft-planar-1.15926868>



skal ha overskuddsproduksjon av kraft.» Det økte fokuset på økt utbygging av havvind og vindkraft til lands, peker i samme retning.

Uttrykket «en perfekt storm» brukes for å betegne en situasjon hvor en rekke uforutsette hendelser tilfeldigvis opptrer samtidig, og det var dette bildet daværende Olje- og energiminister Marte Mjøs Persen brukte da NVE-direktør Kjetil Lund 30. november orienterte ministeren om fremtidsutsiktene for strømprisen.<sup>28</sup> Dette skal signalisere at dette både var umulig å forutse, og at det er noe som kommer til å opptre sjeldent.

Det som grovt sett trekkes frem som bakgrunnen til den perfekte stormen er det som ble sagt på av Persen på pressekonferansen da strømstøtten ble lagt frem 11. desember:

Vi er vant til at værforholdene påvirker prisene her vi bor, men nå står også hele Europa i en situasjon med rekordhøye priser på energi.

Gasspriser, kullpriser og CO<sub>2</sub>-priser har økt på en måte ingen forventet. Det har gjort det dyrt å produsere kraft i landene rundt oss. Her hjemme er samtidig magasinfyllingen på svært lave nivåer i deler av landet som følge av en tørr sommer blant annet.<sup>29</sup>

Værforhold i Norge, magasinfylling (som henger sammen med dette), og europeiske forhold altså. Også Høyre-estleder og tidligere Olje- og energiminister Tina Bru brukte metaforen om den perfekte storm.<sup>30</sup> «Det skyhøye strømprisnivået skyldes en slags «perfekt storm» i verden i forbindelse med koronapandemien (...) Nå er økonomien globalt på vei full fart ut av en krise, alle starter opp igjen, og det går bedre enn det har gjort etter en lang

---

<sup>28</sup> Se <https://www.aftenposten.no/norge/politikk/i/47xegR/nve-sjefen-venter-svaert-hoeye-kraftpriser-i-vinter>

<sup>29</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/innlegg-strom/id2891843/>

<sup>30</sup> Se <https://www.nettavisen.no/nyheter/innenriks/olje-og-energiministeren-lover-tiltak-etter-rekordhoye-strompriser/s/12-95-3424192289>

nedstengning med pandemi. Derfor ser vi skyhøye gasspriser og CO2-priser. Og det vil også være noe prissmitte inn til Norge fordi vi er forbundet med landene rundt oss» sa Bru.

Kraftbransjens egen interesseorganisasjon Energi Norge publiserte i februar en artikkel som skulle forklare de ekstremt høye strømprisene. Her skriver de at «Alt tyder på at dette er en midlertidig priskrise, som bør løses med midlertidige tiltak», og de pekte på fire faktorer som virket sammen.

1. Høye energipriser på kontinentet.
2. Lite nedbør.
3. To nye kraftkabler til Europa.
4. En kald vinter.<sup>31</sup>

En perfekt storm altså.

Det vi kan lese ut av kombinasjonen av analyse og tiltak fra nåværende og tidligere regjering, er for det første et fokus på markedsforholdene *innenlands* i tiltak, men en anerkjennelse av markedsforholdene *mellomlands* i analysene. Videre fremstår de ekstraordinære prisene mer som en tilfeldighet, og noe som hverken kunne vært forutsett eller kommer til å gjenta seg. Selv om markedsforholdene mellomlands anerkjennes både hos Persen, Bru og Energi Norge – og for så vidt også av finansminister Vedum når han er krystallklar i å avvise både hybridkabler og «gravlegge NorthConnect-kabelen til Skottland for godt»<sup>32</sup> - er det altså ikke her en vil legge inn tiltak. I tillegg må det legges til. Det viktigste tiltaket, prisstøtten, gjelder for husholdninger. Det er også blitt innført en ordning med strømstøtte til jordbruks- og veksthusnæringen som varte

---

<sup>31</sup> Se <https://www.energinorge.no/fagomrader/strommarked/derfor-er-stromprisen-hoyere-i-ar-enn-i-fjor/>

<sup>32</sup> Se <https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/8Q7qLx/stort-nyttaarsintervju-vedum-lover-deg-mer-penger>

mellom desember 2021 og ut mars 2022.<sup>33</sup> Men industrien står foreløpig uten egne støtteordninger.

### 2.3 Strømprisen og nasjonale markedsforhold

Regjeringens tiltak peker mot de innenlandske markedsforholdene. Så la oss se litt nærmere på hvordan prisen har utviklet seg over tid og i hvilken grad dette kan henge sammen med innenlandsk tilbud og etterspørsel.

Vi stadfestet ovenfor at produksjonskostnaden har minimal innvirkning på prisen. I stedet er kjøp og salg av strøm, som de fleste andre varer, organisert som et slags marked hvor prisen varierer etter tilbud og etterspørsel. Argumentet for dette, er at det vil føre til mer effektiv ressursbruk og strømsparing i tider med lite nedbør.

Grunntrekkene i systemet ble innført med Energiloven av 1990 som omdannet kraftverkene til kommersielle bedrifter (oftest aksjeselskap), skilte produsenter og distributører, ga kunder mulighet til å velge kraftleverandør i et marked, og innførte en børs for omsetning av kraftkontrakter.<sup>34</sup> At dette systemet har fungert med relativt små endringer i over 30 år, uten at det har gitt ekstreme priser før i 2021, tyder på at markedsstyringen *i seg selv* ikke kan være en hovedårsak til priskrisen.<sup>35</sup>

---

<sup>33</sup> Tilsvarende som i husholdningsordningen, dekker staten 55 prosent av strømutgiftene over 70 øre/kWt for desember 2021, og 80 prosent for januar til mars 2022 til en beregnet kostnad på 500 millioner. Se <https://www.landbruksdirektoratet.no/nb/jordbruk/stromstotte-for-jordbruks-og-veksthusnaeringen>

<sup>34</sup> Se Knut Endresen (Red.): *Vår vidunderlige vannkraft. Fredrik Vogt og norsk vannkraftutbygging*. Universitetsforlaget 1992.

<sup>35</sup> Dette er også konklusjonen i en nylig utgitt pamflett fra Manifest Tankesmie. Se Magnus Marsdal og Astrid Haugen Rambøl: *Det store strømsjokket. Om hva som gikk galt og hva vi kan gjøre med det*. Manifest forlag 2022.

Men innføringen av Energiloven peker mot markedsmekanikkene for å forstå strømprisutviklingen. Så hva har skjedd med disse de senere år som kan forklare de ekstreme prisene? Et sted å se kunne være på tilbudssiden, altså produksjonen av kraft. Regjeringens tiltak peker også i denne retning. Om produksjonen er blitt redusert, kunne en forvente økte priser. Men faktum er at kraftproduksjonen har vært *sterkt økende* de siste årene. Dette skyldes i hovedsak utbyggingen av vindkraft på land, som har gitt over 15TWh ny kraft. Dette tilsvarer omtrent 10 prosent av den totale årlige kraftproduksjonen på 155TWh.<sup>36</sup> Selv i 2021, med rekordhøye priser, var produksjonen økt sammenlignet med året før.<sup>37</sup> Det er med andre ord ikke i tilbudssiden en kan finne svarene på krisen.

Hva så med etterspørselssiden? Riktignok ble det satt en ny rekord med innenlandsk forbruk på 135TWh i 2021, men alle de ti siste årene har forbruket vært mellom 129 og 135 TWh, og det er derfor riktig å si at også etterspørselssiden fremstår rimelig stabil.

En tredje mulighet er å se på kraftbalansen over tid, og det er nok denne som skulle gitt den mest riktige indikatoren på prisutviklingen i et fullstendig lukket marked. I 2021 hadde vi altså et forbruk på 135 TWh, mot en produksjon på 155 TWh. Dette gir et overskudd på 20TWh.<sup>38</sup> Statnett, som opererer med noe andre tall enn NVE har laget følgende oversikt over utviklingen i kraftbalansen.

---

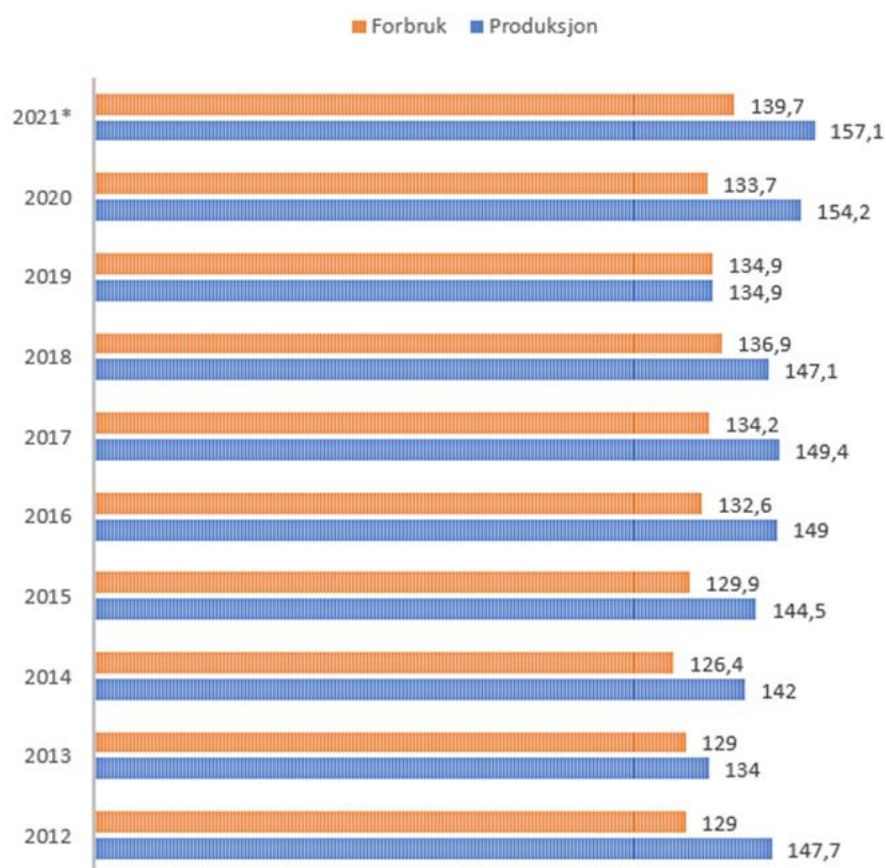
<sup>36</sup> Tallene er fra NVE. Se for eksempel

<https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/?ref=mainmenu>

<sup>37</sup> Se oversikt hos SSB. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/stor-kraftproduksjon>

<sup>38</sup> Se [https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021\\_29.pdf](https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf)

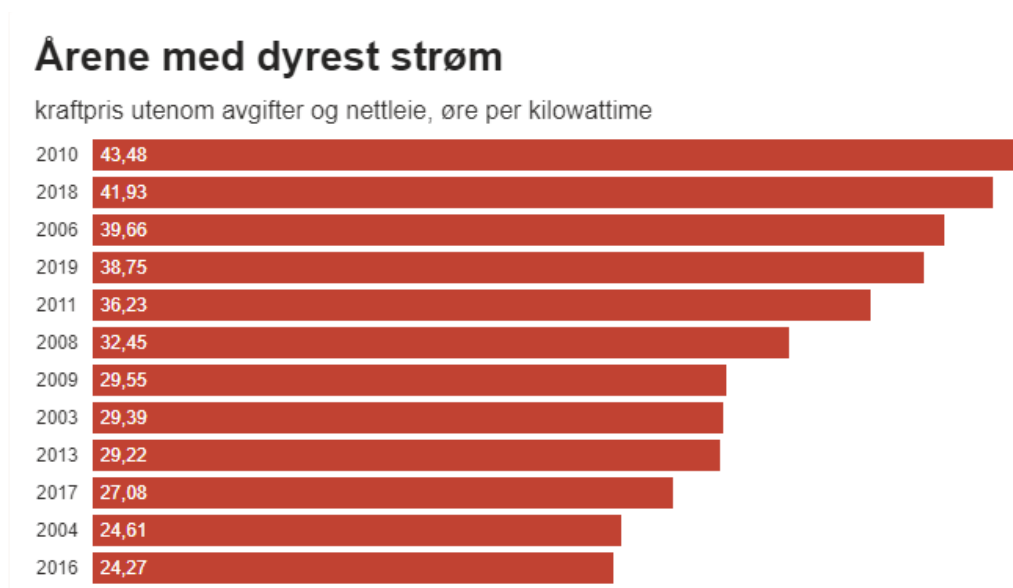
## PRODUKSJON OG FORBRUK AV STRØM SISTE TI ÅR (TWH)



Figur 1. Produksjon og forbruk av strøm siste ti år. Kilde: Statnett.

I henhold til denne tabellen burde særlig 2019, men også flere av de andre årene hatt høyere strømpris enn 2021. Strømprisen i 2019 var 39 øre per kilowatttime, altså langt under nivået i 2021. Differansen mellom produksjon og forbruk skiller seg ikke nevneverdig ut i 2021, snarere tvert imot. Om en ser isolert på produksjonsoverskuddet, skulle 2021 vært et av de rimeligste årene.

Nord Pool, selskapet som kontrollerer den norske strømbørsen, har laget følgende oversikt over årene med de dyreste strømprisene før 2021:



Figur 2: Årene med dyrest strøm. Kilde: Nord Pool.

Hva er spesielt med 2010, året med de dyreste strømprisene før 2021? Da brukte vi ifølge NVE 126 TWh og produserte 124 TWh, og hadde altså et underskudd på 2TWh, som altså ga rekordhøy strømpris. Den var likevel langt unna den gjennomsnittlige prisen for 2021 på 76 øre per kilowattime.

Tilbud og etterspørsel innenlands har betydning på strømprisene. Sammenligningen mellom 2010 – et år med underskudd på kraftbalansen – og 2021 – et år med stort overskudd – viser likevel at dette er langt fra tilstrekkelig for å forklare prisutviklingen. **Strømprisen kan ikke forstås utelukkende som en konsekvens av innenlandske markedsforhold.** I stedet må vi lete etter andre forklaringer.

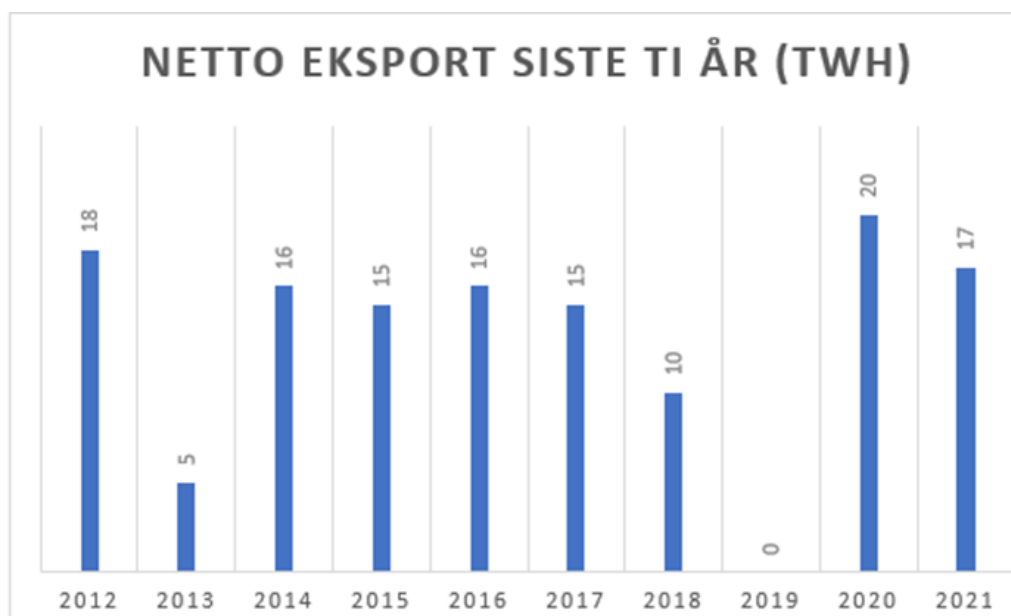
## 2.4 Strømprisen og internasjonale forhold

Hvordan dekket vi kraftunderskuddet i 2010? Jo, det ble *importert* fra andre land. De fleste år går imidlertid strømmen andre veien. Da *eksporterer* vi overskuddskraften. Faktisk har vi hatt netto strømeksport alle årene etter 2010, så også i 2021.

Siden vi i 1960 fikk vår første kabel for strømutveksling med andre land, til Järpströmmen i Sverige, har det blitt bygget totalt 17 utenlandskabler. 8 av disse går til Sverige, en hver til Russland og Finland, fire sjøkabler til Danmark, hvorav den nyeste kom i 2014, en til Nederland (2008), en til Tyskland (2021) og en til England (2021). I tillegg er det planlagt en sjøkabel mellom Eidfjord i Hardanger og Skottland – NorthConnect - men selv om kabelen ikke er blitt endelig avvist av Stortinget, så er den midlertidig lagt i en skuff hos OED. Arbeiderpartiets krav om at kabelen skal eies av Statnett og at det skal høstes erfaringer med andre kabler, er ingen garanti mot at den ikke blir bygget.

Men de to kablene til Tyskland og England åpnet altså i 2021, og det kan være fornuftig å analysere prisutviklingen i sammenheng med åpningen av disse kablene. De to kablene økte total eksportkapasitet til 80 TWh av en total normalårsproduksjon på om lag 155 TWh. Om NorthConnect bygges vil eksportkapasiteten gå opp i nærmere 90 TWh.

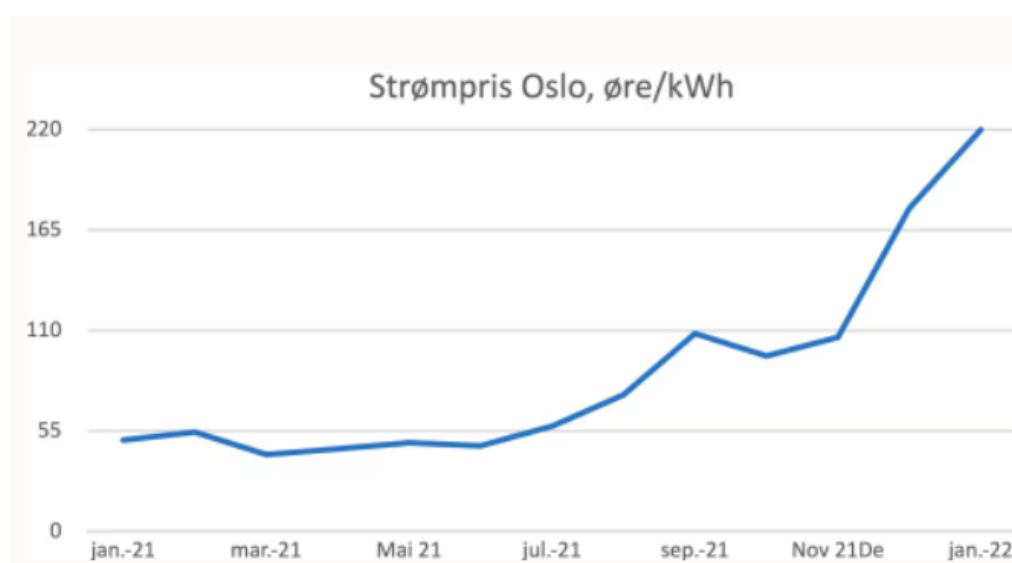
Betyr så åpningen av de to nye kablene at det var ekstraordinært høy strømeksport i 2021, og at dette kan forklare kraftprisen? Statnett har laget følgende figur som illustrerer krafteksporten de siste ti år:



Figur 3. Netto eksport siste ti år (TWh). Kilde: Statnett.

Vi ser at nettoeksport i 2021 var relativt høy – men faktisk lavere enn i det motsatte rekordåret 2020. Og selv med eksporten burde en hatt mer overskudd av kraft i 2021 enn i mange andre år.

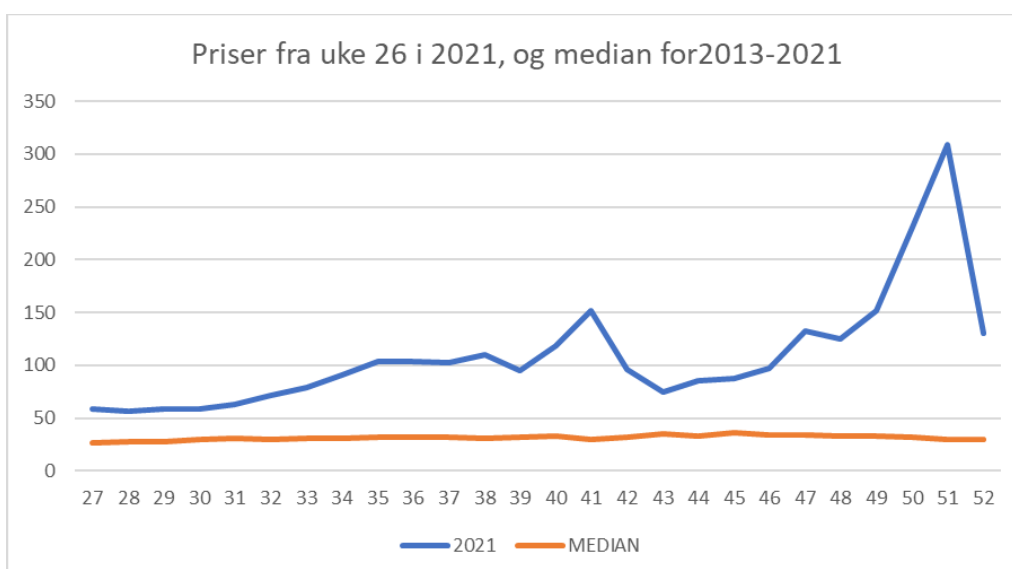
Hva annet skjedde så i 2021? Som vi nevnte ovenfor, har vi nå 17 utenlandsabler, og to av disse kom i drift i løpet av 2021. North Sea Link til England kom i prøvedrift 1. oktober 2021, og Nordlink til Tyskland åpnet 27. mai 2021. En analyse av prisutviklingen bør derfor særlig se på hva som skjer fra juni, og hva som skjer fra oktober i fjor, da de to kablene altså kom i drift.



Figur 4. Utvikling av strømpris Oslo 2021. Kilde: Montel.

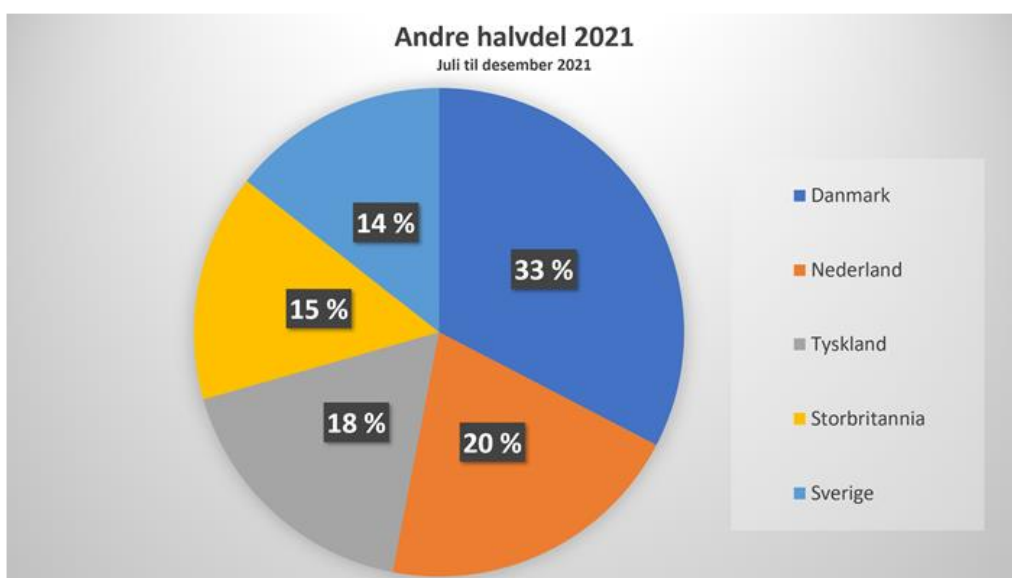
Vi ser at prisen økte gradvis gjennom året, med et særlig hopp mot slutten av året. Men hvis vi skal si noe om hvorvidt dette skyldes de nye kablene, eller vanlige årlige variasjoner, bør vi sammenligne med et slags gjennomsnitt. Tidligere stortingsrepresentant for SV, Ådne Naper har laget en illustrerende graf som viser dette:





Figur 5. Priser fra uke 26 i 2021 sammenlignet med median for 2013-2021. Kilde: Ådne Naper.

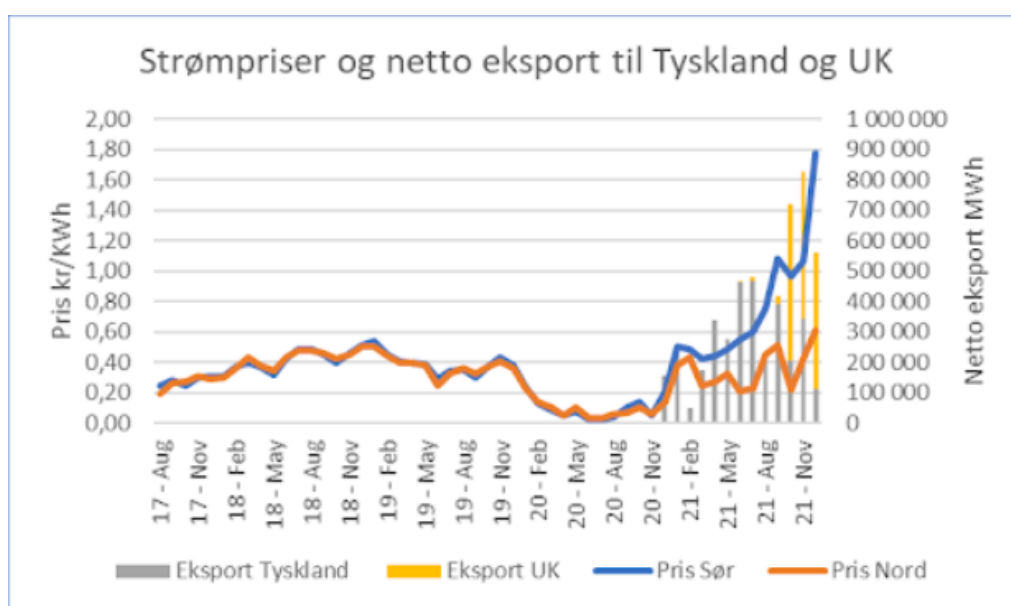
Vi ser at medianen er forholdsvis jevn, og at endringene gjennom året i 2021 ikke kan tilskrives vanlig sesongbasert variasjon. Så hvor mye av kraften ble eksportert gjennom de nye kablene?



Figur 6. Hvilke land eksporterte vi kraft til i andre halvdel av 2021. Kilde: Statnett.

Vi ser at til tross for bare tre måneders drift, så eksporterte vi betydelig til Storbritannia, og at også Tyskland fikk mye norsk kraft i andre halvdel av 2021.

Men det ble altså ikke eksportert en større totalsum enn i fjor, da en større del av kraften gikk til Danmark og Sverige. Hva er så hovedforskjellen mellom Storbritannia og Tyskland på den ene siden, og Danmark og Sverige på den andre siden? *Betydelig høyere strømpris*. Det ser altså ut som om prisen smitter over selv om det ikke skjer noen endringer i kraftbalansen i Norge. Hvis vi sammenligner prisutviklingen med når eksporten kom i gang til de to landene ser vi dette tydeligst:



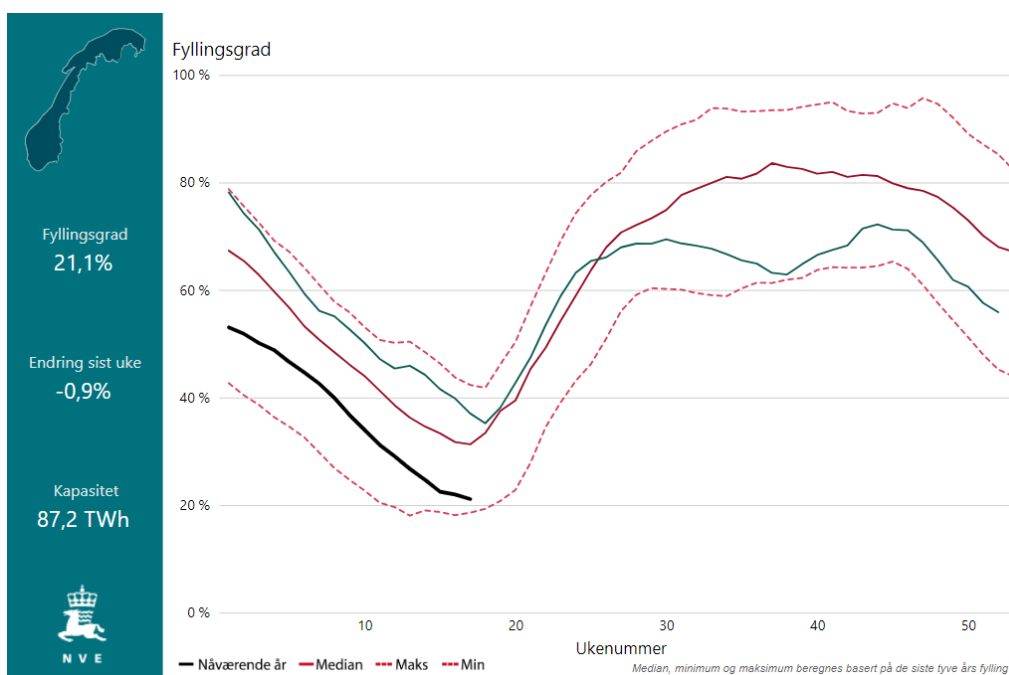
Figur 7. Strømpriser og netto eksport til Tyskland og UK. Kilde: Nord Pool.

Vi ser altså en helt tydelig sammenheng mellom prisøkningen i Sør-Norge som er knyttet til disse to markedene – og eksporten.

Det kan synes som noe av et paradoks at det ikke er omfanget av eksporten, men hvilke land eksporten går til som ser ut til å forklare strømprisene. Forklaringen på dette finner vi om vi går nærmere inn på hvordan prisdannelsen skjer på Nord Pool-børsen. For kraftprodusentene vil det være gunstigst å selge denne til høyeste tilbyder, som typisk befinner seg i de markedene med høyest strømpris som Tyskland og England. Men samtidig må de også kunne levere kraften, og det er avhengig av *utvekslingskapasitet*. Om det ikke er kapasitet til å transportere strømmen til Tyskland, kan den heller ikke selges der, og må i stedet tilbys i markedet med lavere pris. Det er altså ikke eksporten i seg selv som

skaper de høye prisene, men den økte kapasiteten til markeder med høyere pris hvor kraften kan selges høyere. Dette kalles *alternativpris*, som tilsvarer det kraften kunne blitt solgt for. Når norske kunder så likevel kjøper kraften, av nødvendighet siden de trenger den til oppvarming og lignende uavhengig av markedsforholdene, så må de betale det samme som produsenten kunne fått om de solgte kraften til høyeste tilbyder. Slik henger det altså sammen at kraftkablene egentlig ikke fører til økt eksport, men likevel må anses som hovedforklaring på de økte strømprisene.

Det som så langt ikke er tatt opp er fyllingsgraden i vannmagasinene. Denne har, på bakgrunn av mindre nedbør, blitt stadig lavere.



Figur 8. Fyllingsgrad i norske vannmagasiner. Kilde: NVE..

Den blå streken på tabellen er fyllingsgraden i 2021, mens den røde er medianen de siste tyve år. De to stiplede linjene er minimums- og maksimumsfyllingsgrad, mens den svarte er til nå i 2022. Vi ser at dette året ligger betydelig under både 2021 og medianen, noe som kan være et dårlig tegn for resten av året. 2021 lå faktisk over medianen helt til uke 25, men etter det ble differansen stadig større. Dette skyldes åpenbart været, men samtidig fortsatte eksporten ufortrødent videre. I et tidligere år med lavere utvekslingskapasitet, kunne en sett for seg at

vannmagasinene ble tappet og prisene økte, men i betydelig mindre grad, fordi en ikke samtidig kunne produsere like mye for eksport. Dermed ville ikke tappingen gått like langt ned som i 2021. Vi skrev ovenfor at eksporten i 2021 i totale volum ikke var ekstraordinært høy, men om en ser den i sammenheng med den stadig synkende fyllingsgraden i norske vannmagasiner, fremstår den faktisk som svært spesiell.

## **2.5 Mot en ny normal**

Så er også de europeiske energiprisene nå ekstraordinære. Det skyldes nedlegginger av kjernekraftverk. Det skyldes høye priser på CO<sub>2</sub>-kvoter. Og ikke minst skyldes det den tragiske krigen i Ukraina. Men faktum er altså at de nye kraftkablene knytter den norske prisdannelsen tett til slike faktorer som tidligere bare påvirket våre europeiske naboland. Er den særnorske, lave strømprisen borte for godt?

Ikke helt viser det seg. Nord-Norge har fremdeles lav strømpris. Norge er delt inn i fem ulike strømregioner, med ulik prisfastsettelse slik det fremkommer av figur 9.

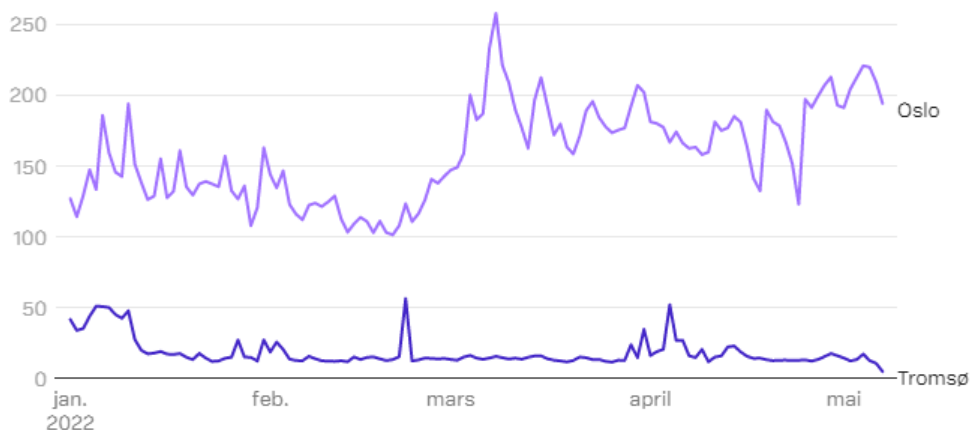


Figur 9. Regioninndelingen av det norske kraftmarkedet. Kilde: Statnett

De tre regionene i sør er likevel såpass tett integrert, at prisen vanligvis følger hverandre der, mens overføringskapasiteten mellom de tre sørlige og de to i nord (dvs den ene i Trøndelag og den som gjelder for Nord-Norge) er så lav at de to lever delvis sine egne liv. Dette betyr også at de to nordlige regionene *ikke* ble videre påvirket av strømpriskrisen i 2021.

## Strømprisen så langt i 2022

Døgnpris, øre per kilowatttime (uten nettleie og avgifter)



Figur 10. Strømprisen i henholdsvis Oslo og Tromsø så langt i 2022. Kilde Nord Pool

Dette fremgår av figur 8 som viser prisutviklingen så langt i 2022. Her ser vi en markant forskjell mellom Sør-Norge – som altså er koblet til Europa med kraftkabler – og Nord-Norge – som ikke er det. Og prisforskjellene mellom de tre sørlige regionene og de to nordlige ser bare ut til å bli større – mens strømmen er rekordbillig i nord er den i tråd med argumentet ovenfor fortsatt rekorddyr i sør også inn i 2022. Dette fører til at «Bedrifter legger investeringer i Sør-Norge på is på grunn av den høye strømprisen, og flere bygger nye fabrikker lenger nord der strømmen koster en brøkdel.» som Dagens Næringsliv skrev 9. mai 2022.<sup>39</sup>

Dette vil i så fall være resultat av en ønsket politikk. Kanskje ikke fra norske politikere sin side, men i hvert fall fra EU. Et flertall på Stortinget har vedtatt at Norge skal bli en del av EUs energiunion (ACER). I mars 2018 vedtok Stortinget at forordningene og direktivene i EUs tredje energipakke skal inn i norsk lov.

<sup>39</sup> Dagens Næringsliv 9.mai 2022, tilgjengelig digitalt på <https://www.dn.no/energi/stopper-investeringer-i-sor-norge-helt-umulig-a-bygge-ny-produksjonslinje-med-de-stromprisene-vi-har-na/2-1-1208903>

Gjennom dette binder vi oss til EUs regelverk for utvikling av et felles, integrert energimarked i Europa.

En fjerde energipakke ble vedtatt i EU i 2019, og skal komme til behandling i Stortinget, men har blitt forsinket av politisk strid og juridiske betenkeligheter. Med denne pakken mener en at et helhetlig regelverk for energiunionen skal være på plass. Gjennom en storstilt plan for opprustning, utbygging og sammenkobling av nettverkene i alle EU-land skal strøm kunne flyte fritt mellom land i hele unionen, basert på rendyrkede markedsbetingelser. Markedet skal sørge for at strømmen flyter dit etterspørselen og prisen er høyest, og nok mellomlandsforbindelser skal føre til prisutjevning og at vi gradvis nærmer oss en felles europeisk strømpris. Forordningen og direktivene flytter makt over markedsregler og styring av energipolitikken opp på unionsnivå i EU. Ingen land skal kunne gripe inn i energimarkedet for å ivareta egne, nasjonale interesser. Den fjerde energipakken inneholder klare regler for hvordan strømmen skal flyte gjennom kablene, og det slås fast at det er markedsbetingelser som skal styre.<sup>40</sup>

Dette betyr ikke at norske politikere er maktesløse mot de høye strømprisene – for eksempel har nasjonale myndigheter i EU-land som Spania, Frankrike og Italia innført nasjonale tiltak mot de eksploderende strømprisene *også i EU*. Men det betyr at det hele er resultat av en ønsket politikk. Og at **mangel på handling vil gjøre strømpriskrisen til den nye normalen for norsk industri.**

---

<sup>40</sup> For mer om Acer, se tidligere De Facto-rapporter av Roar Eilertsen, som *Mot en ny Acer-strid. Konsekvenser av EUs fjerde energimarkedspakke*. De Facto-rapport 1/2021.

### 3. Tiltak

Analysen av strømpriskrisen vinteren 2021-2022 som ble gjort ovenfor, tyder å at regjeringens virkemidler, som hovedsakelig går ut på å øke kraftproduksjonen i Norge og avdempe prisøkningene til privatkundene, ikke er gode nok hverken på kort eller lang sikt for den kraftforedlende industrien. Regjeringen er egentlig fullt klar over dette selv. I sin egen melding om konsesjonskraftprisen for 2022 rapporterer de en forventet strømpris for 2022 på rundt 90 øre per kilowatttime.<sup>41</sup> Altså skyhøyt over medianen. NVE nøyer seg med å be folk forvente høyere strømpriser gjennom året.<sup>42</sup> En ny normal altså.

Det er heller ikke krafteksporten i seg selv som er problemet, men den økte *kapasiteten* for krafteksport, som igjen gir *import av høye* priser. I det følgende vil vi foreslå noen mulige tiltak som kan avdempe situasjonen for norsk industri, på kort og lang sikt. Foruten helt umiddelbare grep som kan tas innenfor rammen av dagens regelverk og det europeiske energimarkedets rammeverk, vil vi trekke fram fire strukturelle virkemidler som innebærer et oppgjør med den blinde markedstilpasningen som preger regjeringen og norsk energipolitikk i øyeblikket:

- Bruke EØS-avtalens beskyttelsesklause (artikkel 112) for å regulere krafteksporten ut fra hensynet til et lavt og konkurransedyktig prisnivå på strøm i hjemmemarkedet (3.1).
- Forhandle med Tyskland og Storbritannia om endringer i volum og tidspunkter for eksport av norsk kraft i avtalene for mellomlandskablene NordLink (Tyskland) og North Sea Link (England) (3.2).

---

<sup>41</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2022-er-fastsatt/id2892973/>

<sup>42</sup> Se <https://www.nrk.no/norge/nve-varsler-hoye-strompriser-ut-aret-1.15844598>



- Ta energibyrådet Acer og grensehandelsforordningen (EF 714/2009) ut av EØS-avtalen (3.3).
- Norske myndigheter skal ha full politisk styring med Reguleringsmyndigheten for energi (RME) i Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) (3.4).

I tillegg foreslår vi fem kortsiktige tiltak som kan iverksettes umiddelbart (3.5), som vil ha mindre effekt, men som også kan avdempe situasjonen noe:

- Gjøre vedtak i Stortinget som endelig stopper NorthConnect-kabelen.
- Eksportstans av norsk vannkraft ved lav fyllingsgrad i norske vannmagasiner.
- Stanse elektrifisering av sokkelen ved kraft fra land.
- Innføre makspris på kraft til industrien, eventuelt i sammenheng med et flernivåsystem for pris.
- Tydelig avklare at nettleien ikke skal øke.

Hovedfunnene i denne rapporten viser at det er hvor, når og i hvilke volum Norge eksporterer kraft til våre europeiske naboland som langt på vei definerer og fastsetter strømprisene i prisområde 1, 2 og 5 i Sør-Norge. For å komme løs fra denne eksporttvangen og gjeninnføre rimelige strømpriser, er det nødvendig å styre produksjon, forsyninger og eksport av norsk kraft politisk. Det forutsetter at Norge utfordrer og om nødvendig bryter med energimarkedspakkene i EUs energiunion og EUs energibyrå Acer.

Fram til det måtte bli et politisk flertall i Stortinget for dette, er det mulig og påkrevd med fire tiltak som EØS-avtalen kan gi rom for.

### 3.1 Regulere og begrense krafteksporten.

Artikkel 112 i EØS-avtalen er en nødbrems som kan tas i bruk «dersom alvorlige økonomiske, samfunnsmessige eller miljømessige vanskeligheter som kan vedvare, er i ferd med å oppstå i en sektor eller innen et distrikt». Både kraftkrevende industri og energisystemet som helhet er i dag alvorlig rammet.

I en slik situasjon slår EØS-avtalen fast at en avtalepart (i dette tilfellet Norge) ensidig kan «treffe egnede tiltak på de vilkår og etter den fremgangsmåte som er fastsatt i artikkel 113». Artikkel 113 beskriver så varslingsplikt og forhandlingsplikt i EØS-komiteen.

Det er likevel viktig å være klar over at slike beskyttelsestiltak er begrenset med hensyn til omfang og varighet. Prinsippet er at avtalepartene orienteres umiddelbart og at rådslagninger innledes i EØS-komiteen «med sikte på å finne en løsning som kan godtas av alle parter». Ethvert land underlagt avtalen kan til enhver tid be EØS-komiteen om å gjennomgå tiltakene på ny.

### 3.2 Reforhandle betingelsene i kabelavtalene

Norge har i 60 år hatt kraftutveksling med utlandet. Det er den store kapasitetsøkningen i de to nyeste kablene, til energimarkeder med langt høyere strømpriser enn i Norge, som har gjort situasjonen akutt. Overføringskablene NordLink til Tyskland og North Sea Link til Nord-England er i realiteten *eksportkabler* (hhv. 78 og 97 prosent eksport), ikke *kraftutvekslingskabler*.

Det er ulike synspunkter på hvorvidt vi unilateralt kan begrense flyten i kablene,<sup>43</sup> og da Tyskland på et tidligere tidspunkt ønsket å begrense kapasiteten i kablene, grep Acer inn og påla Tyskland en minsteflyt. Det har likevel vist seg

---

<sup>43</sup> Se for eksempel <https://www.tu.no/artikler/kan-norge-strupe-kablene/513173>

mulig for Tyskland å begrense flyten i kabelen de første fem årene, noe som har skapt misnøye hos den norske motparten i Statnett.<sup>44</sup>

Situasjonen kan fra et norsk ståsted forbedres ved å gå inn for å reforhandle betingelsene i kabelavtalene med Tyskland og Storbritannia. Målet bør være å sikre at eksportkapasiteten ikke er så stor at den bidrar til import av høyere strømpriser. Det forutsetter at Olje- og energidepartementet og NVE går inn for å endre konsesjonsvilkårene for begge kablene.

I avtalen mellom Norge og Storbritannia for North Sea Link står det: «Partene skal i god tro søke å løse alle tvister i forbindelse med gjennomføring, tolkning og anvendelse av denne avtalen gjennom konsultasjoner i samarbeidsgruppen for elektrisitetshandel, med det formål å komme fram til en omforent løsning».<sup>45</sup> Hvis forhandlinger ikke fører fram, kan avtalen med Storbritannia sies opp. Avtalen kan om nødvendig «termineres enten ved at den ene av partene sier opp avtalen med 12 måneders skriftlig varsel til den andre eller ved en felles skriftlig enighet mellom partene om en dato for terminering av avtalen».<sup>46</sup> **En slik oppsigelse av kabelavtalen vil sikre at vi kommer i forhandlingsposisjon om nye vilkår.**

For både North Sea Link og NordLink til Tyskland gjelder konsesjonen i 30 år fra konsesjon ble gitt. Begge konsesjonene gir departementet rett til å endre konsesjonsvilkårene dersom allmenne hensyn gjør dette nødvendig. Videre følger det at alminnelige forvaltningsrettslige regler at konsesjonsvedtak kan

---

<sup>44</sup> Se <https://www.tu.no/artikler/norge-og-tyskland-har-funnet-en-kabellosning-vi-er-grunnleggende-skuffet-skriver-statnett/498450?key=Ut1aQz90>

<sup>45</sup> Avtale mellom Kongeriket Norge og Det Forente Kongerike Storbritannia og Nord-Irland om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser, artikkel 8.1, <https://www.regjeringen.no/contentassets/68f7cf55304a47eebdad5453c0fbcd5b/avtale-mellom-kongerike-norge-og-det-forente-kongerike-storbritannia-og-nord-irland-om-samarbeid-innen-elektrisitet.pdf>

<sup>46</sup> Samme sted, artikkel 9.

omgjøres dersom forutsetningene for vedtaket endrer seg vesentlig. Dette er uttrykkelig presisert i konsesjonsvilkårene gitt Statnett.<sup>47</sup>

Det er ulike oppfatninger om hvor god forhandlingsposisjon Norge vil ha i en slik reforhandling. Ofte argumenteres det som om «lille Norge» er helt maktesløs mot «store Europa» - og at vi egentlig bare skal være glade for at vi overhodet får de betingelsene vi får. Norge er selvsagt et lite land både globalt og i europeisk sammenheng, men **som energileverandør er Norge en stormakt** – og dette er aktualisert av krigen mellom Russland og Ukraina som gjør europeiske land desperate etter andre energikilder. Vi tror Norge vil ha svært gode kort på hånden for å reforhandle disse avtalene. Både generelt – men spesielt nå som krigen har vist for en hel verden viktigheten av stabile forsyninger av energi.

Når det kommer til avtalen med Storbritannia, er det et tilleggspoeng at landet ikke lenger er medlem av EU. Dermed vil ikke kraftavtalen reguleres av hverken Acer eller andre europeiske byråer. Dette burde gjøre avtalen med Storbritannia enda et hakk enklere å få reforhandlet.

### 3.3 Tre ut av Acer og grensehandelsforordninger

En nærmere analyse av de energipolitiske bindingene mellom Norge og EU viser at det er grensehandelsforordningen, EF-forordning 714/2009, som er den av rettsaktene i tredje energimarkedspakke som langt på vei parkerer norsk forvaltning og norske politiske myndigheter.<sup>48</sup> Problemene i kraftmarkedet vil

---

<sup>47</sup> Konsesjonsbrevet fra OED om godkjenning av North Sea Link av 13.10.2014.  
[https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer\\_2/utenlandskabler/vedtak\\_om\\_utenlandskonsesjon\\_storbritannia.pdf?id=2291935](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/utenlandskabler/vedtak_om_utenlandskonsesjon_storbritannia.pdf?id=2291935)

<sup>48</sup> Internnotat 'Hvordan løsrive norsk strømpris fra gassprisen i EU?', Nei til EU og De Facto, mars 2022.

etter vårt syn bestå inntil forordningen tas ut av norsk lov og forhandles ut av EØS-avtalen slik avtalens §§ 97 og 102 åpner for.<sup>49</sup>

Forordningens artikkel 12.2. spesifiserer at «Operatørene av overføringsnett skal fremme driftsordninger som sikrer optimal forvaltning av nettet, og fremme utviklingen av kraftbørser, en samordnet tildeling av samkjøringskapasitet over landegrensene gjennom markedsbaserte løsninger som ikke innebærer forskjellsbehandling [...]».

Ettersom en langt mer slagkraftig nasjonal politisk styring med kraftpolitikken vil være en forutsetning for å gjenopprette forutsigbare og rimelige strømprisnivåer i Norge, kan en ikke samtidig være underlagt energibyrådet Acer som har som hovedoppgave å sørge for at EUs markedsbaserte energunion videreføres og styrkes. Å tre ut av tilslutningen til energibyrådet og oppheve Acers makt over norsk energipolitikk vil fremdeles være strategisk avgjørende for å ta tilbake politisk kontroll og sikre konkurransedyktige strømpriser for norsk industri og næringsliv.<sup>50</sup>

### 3.4 Politisk styring av RME

Reguleringsmyndigheten for Energi (RME) er navnet på avdelingen i NVE som har fått som primæroppgave å utføre energunionen i EU sin politikk slik den

---

<sup>49</sup> EØS-avtalen art. 97: «Denne avtale **berører ikke den enkelte avtaleparts rett til å endre sin interne lovgivning** på de områder som omfattes av denne avtale, med forbehold for prinsippet om ikke-diskriminering og etter å ha underrettet de andre avtaleparter, dersom EØS-komiteen fastslår at den endrede lovgivning ikke medfører at avtalen ikke vil virke tilfredsstillende, eller dersom fremgangsmåten omhandlet i artikkel 98 er fullført» (vår utheving). EØS-avtalen art. 102.3: «Avtalepartene skal bestrebe seg på å komme til enighet i saker som er relevante for denne avtale. **EØS-komiteen skal særlig bestrebe seg på å finne frem til en gjensidig godtagbar løsning dersom det oppstår et alvorlig problem på et område som i EFTA-statene hører inn under den lovgivende myndighets kompetanse**» (vår utheving).

<sup>50</sup> Se også Nei til EUs bakgrunnsnotat om grensekryssende krafthandel, 14.02.22, <https://neitileu.no/aktuelt/bakgrunnsnotat-om-grensekryssende-krafthandel>

kommer til uttrykk i tredje – og den kommende fjerde – energimarkedspakken, og så formidles videre til Norge gjennom energibyrået Acer og kontrollorganet ESA. Både Elektrisitetsdirektivet og Grensehandelsforordningen i EØS slår fast at det er forbudt for RME å motta råd eller instruksjoner fra myndighetene. Et vedtak hos RME kan bare omgjøres av den norske energiklagenemnda eller energibyrået Acer i EU.

I internnotatet De Facto har gjort sammen med Nei til EU skriver vi: «RME regulerer nettselskapene. RME lager ny nettleiemodell. RME regulerer og godkjenner kraftbørser. Når vi framover får kamp om tilgang til strøm og ikke minst nett, så mener ESA at også her er det RME som skal bestemme. Om NVE eller Statnett mener det er feil å bygge ut nettet for kryptovaluta, skal klagen rettes til RME og RME avgjør. RME må godkjenne om Statnett kan bruke deler av flaskehalsinntektene fra utenlandsforbindelsene til å sette ned nettleia. RME skal påse at disse inntektene i all hovedsak brukes til nettutvikling i tråd med EU-forordningene om krafthandel, og bare i beskjeden grad til reduksjon av nettleia. Og bak RME står ACER».<sup>51</sup>

Med de vidtgående fullmaktene RME er gitt, er de fleste former for politisk styring av kraftmarkedet ikke lenger tillatt. Fram til Norge eventuelt har gått ut av energimarkedspakke 3 og reversert tilslutningen til Acer, er det den nevnte beskyttelsesklausulen artikkel 112 i EØS avtalen som kan benyttes. Den kan brukes til å sette RME under direkte administrasjon av Olje- og energidepartementet og inntil videre suspendere forpliktelsene som følger av grensehandelsforordningen (714/2009) og av El-markedsdirektivet (72/2009) sine artikler 35 til 39.

---

<sup>51</sup> Sitat fra internnotat Nei til EU og De Facto, mars 2022.

### 3.5 Kortsiktige tiltak

Analysen ovenfor peker på den økte kapasiteten til markeder med høyere strømpris som den absolutt viktigste årsaken til økt strømpris i Norge. Et første umiddelbart grep som kan og bør gjøres for å sende et tydelig signal til norsk industri, investorer og andre, vil da være å gjøre et **endelig vedtak om å gravlegge NorthConnect-kabelen til Skottland**. Denne er i skrivende stund utsatt på ubestemt tid, men Olje- og energidepartementets ledelse – også i fremtiden når det potensielt har kommet ny politisk ledelse der - kan når som helst ta den frem igjen for å gi den konsesjon uten å gå veien innom Stortinget, noe som skaper evig usikkerhet for den kraftforedlende industrien. Her bør regjeringen legge frem et forslag for Stortinget som avviser den en gang for alle.

Et andre helt sentralt grep som bør gjøres umiddelbart, er å **innføre regler som sikrer stans i krafteksport ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene**. EØS-avtalen og EUs tredje energimarkedspakke trenger ikke være til hinder for at norske politiske myndigheter kan fastsette regler for dette langt tydeligere enn i dag. Myndighetene og NVE bør fatte vedtak om at det ikke skal finne sted netto eksport av strøm dersom fyllingsgraden faller vesentlig under normalen for årstiden. Konsesjoner som er gitt for kraftproduksjon og kraftforsyning kan så endres i tråd med dette.

Vi avklarte under 2.3 ovenfor at tilbud og etterspørsel innenlands ikke er nok til å forstå bakgrunnen for de høye strømprisene, men at det likevel har betydning. Det betyr at grep som endrer markedsbalansen innenlandsk kan ha noe effekt. NVE har beregnet at vi vil øke innenlands forbruk til 165 TWh frem mot 2040,<sup>52</sup> mens Statnett på sin side mener vi vil bruke rundt 185TWh i 2040.<sup>53</sup> Begge scenariene er usikre og avhengige av en rekke forutsetninger, hvor mye åpenbart er vanskelig å endre, men hvor en del momenter likevel kan stilles spørsmålstegn

---

<sup>52</sup> NVE, 2020: Langsiktig kraftmarkedanalyse 2020-2040.

<sup>53</sup> Statnett, 2019: Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm

ved. Den største enkeltdriveren av økt elektrisitetsforbruk i begge disse scenariene, er elektrifisering av sokkelen med kraftkabler til land, som i tillegg til en foreslått prislapp på titalls milliarder, vil kreve 10-15 TWh og dermed spille en betydelig rolle i en endret innenlandsk kraftbalanse. **Her kan regjeringen umiddelbart signalisere at elektrifisering av sokkelen ikke skal skje med kraft fra land**, men potensielt med utbygging av havvind.

Et annet grep som kan gjøres er å innføre **en makspris på strøm til industrien, for eksempel på 35 øre**. Det er uklart hvor enkelt dette vil la seg innføre direkte, og mange peker på at det vil være brudd på EØS-avtalen ettersom det vil bety å gripe direkte inn i kraftmarkedet, men en ordning som ligner på strømstøtteordningen som allerede er gitt til husholdninger, vil muligens kunne gi en garantert makspris *i praksis*. Dette grepet bør kunne innføres og utprøves umiddelbart og uten utredning mens en venter på større endringer, og sikrer industrien bedre forhandlingsposisjon når de skal reforhandle avtaler. I den forbindelse kan en også vurdere et slags flernivåsystem på strømprisen, som sikrer industri og forbruk inntil et visst punkt, men sørger for energieffektivisering og at storforbruk ikke blir subsidiert.

Siste punkt handler om fremtidig nettleie. Vanligvis er det slik at nettleien øker når strømprisene stiger, men det er ikke gitt at en må ha et slikt system også i fortsettelsen. I forbindelse med statsbudsjettet for 2022, ga regjeringen egentlig tillatelse til at nettselskapene kunne øke nettleien fra 1. januar 2022. Dette ble først utsatt, men i desember ble regjeringen enig med SV om at dette ikke skulle tre i kraft, og det er nå innført en overgangsordning på to år, samt en del andre begrensninger som trer i kraft fra 1. juli 2022.<sup>54</sup> Det er imidlertid fremdeles uklart hvordan denne modellen vil bli seende ut, ettersom Reguleringsmyndigheten for energi (RME) skal foreta en evaluering av systemet. Her kan **regjeringen umiddelbart gå ut med et tydelig budskap om at nettleien ikke skal øke**,

---

<sup>54</sup> Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/justerer-innforingen-av-ny-nettleiemodell/id2911788/>



hverken i år eller i 2024, slik at både privatkunder og industrien får et tydelig signal.

I tillegg til dette tror vi det er klokt å gå videre med regjeringens planer for havvind, og gjerne også bygge ut andre fornybare energikilder som solkraft og lignende, og øke produksjon av vannkraft gjennom oppgradering og effektivisering – i tillegg til generell energieffektivisering. Selv om markedsforholdene ikke er avgjørende for prisene, har de en (begrenset) betydning, og alle slike tiltak vil derfor ha en positiv effekt. Andre tiltak som peker i samme retning, er å prioritere kraft til de industriprosjektene som gir størst varig sysselsettingseffekt, og dermed si nei til kraftintensive, arealkrevende prosjekter som har begrenset sysselsettingsverdi, slik som utvinning av kryptovaluta.

Analysene gjort ovenfor av misforholdet mellom analyse og tiltak hos regjeringen, tyder imidlertid på at disse tiltakene uansett ikke vil bli innført av seg selv, men at det kreves press fra en av regjeringens viktigste støttespillere – Landsorganisasjonen i Norge. Derfor avslutter vi rapporten med noen generelle betraktninger inn mot dennes høyeste organ – LO-kongressen.

### **3.6 LO-kongressen og strømprisene**

Nettopp fordi en fryktet konsekvensene av Norges tilslutning til Acer og EUs tredje energipakke, førte det til stor debatt i LO og ulike forbund i 2018, frem til Stortinget – med stemmene fra Arbeiderpartiet, Høyre, Frp, V, Krf og Mdg mot mindretallet fra Sp, Sv og Rødt som ønsket utsettelse - ga sin tilslutning.<sup>55</sup> Den gangen gikk både Fellesforbundet, Industri Energi og Fagforbundet sentralt ut mot Acer, etter at spredte vedtak i stadig flere samarbeidskomiteer i Industri Energi og avdelinger i Fellesforbundet hadde bedt Stortinget om å legge ned

---

<sup>55</sup> For oversikt over stortingsbehandlingen, se <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=70037>

veto.<sup>56</sup> Etter hvert gikk over 100 ordførere fra Arbeiderpartiet mot Acer,<sup>57</sup> og like før stortingsbehandlingen 18. mars 2018 gjorde også LO-sekretariatet et enstemmig vedtak om å si nei til Acer og den tredje energimarkedspakken.

Likevel forsvant dette ut både av uttalelsene og handlingsprogrammet på LO-kongressen litt over en måned senere, der logikken kanskje var at dette allerede var avgjort på Stortinget. Slik ligger det også an med årets utkast til handlingsplan fra LO-sekretariatet. Her er hverken Acer, noen av energimarkedspakkene, utenlandskablene eller spørsmålet om nasjonal kontroll med vannkraften nevnt overhodet – men paradoksalt nok ligger det inne et forslag (som riktignok er en videreføring fra tidligere handlingsplaner) om å oppruste og modernisere linjenett som vil gi en prisutjevning mellom de ulike kraftmarkedsregionene.<sup>58</sup> I praksis sørnorsk pris i Nord-Norge altså. Når vi ser at investeringer i kraftforedlende industri raskt flyttes fra Sør-Norge til Nord-Norge, virker en slik utjevning som raskeste vei mot å sørge for at de norske konkurransefordelene forsvinner fra enda større deler av landet – uten at det i praksis løser noe for industri eller forbrukere i sør.

LOs sekretariat legger altså til grunn en underliggende aksept av europeiske strømpriser i Norge framover. Det er etter vårt syn en energipolitisk posisjon som ikke er til å leve med for arbeidsfolk og tillitsvalgte i industrien og det norske næringslivet forøvrig.

Mot denne implisitte aksepten av europeiske kraftpriser som den nye normalen som LO-sekretariatet her legger opp til, har ulike forbund og avdelinger på sin

---

<sup>56</sup> Fellesforbundets andre vedtak så for eksempel slik ut: «Nei til norsk deltagelse i EUs energiunion ACER – Stans av all videre utbygging av kabler til andre EU land. Norge må si nei til Norsk deltagelse i EUs energiunion ACER – Stans av all videre utbygging av kabler til andre EU land. Allerede fattede vedtak om ACER må reverseres, og Fellesforbundet må støtte et faglig initiativ til å utrede om Stortingets vedtak i ACER saken er i strid med grunnloven, det vil si i strid med kravet om ¾ dels flertall når nasjonal selvvråderett skal avstås.»

<sup>57</sup> Se <https://www.nrk.no/nyheter/over-100-ap-ordforere-med-acer-nei-1.13956546>

<sup>58</sup> Se linje 659-660 i utkastet til handlingsplan fra LO-sekretariatet.

side en rekke forslag til handlingsplanen som innebærer å konkretisere kritikken av de høye strømprisene som også innebærer konkrete løsningsforslag. Basert på overstående analyse, tror vi det vil være svært uheldig for norsk industri om ikke LO-sekretariatet de neste tre årene føler en sterk forpliktelse for å jobbe konkret for noen av de overstående forslagene for lavere nasjonal strømpris, og vil derfor anbefale at dette konkretiseres i LOs handlingsplan og i eventuelle uttalelser.

Skal strømprisene temmes bør fagbevegelsen finne tilbake til den store enigheten fra mars 2018, da et samlet LO sa nei til at Norge skulle tilslutte seg energibyrådet Acer og EUs tredje energimarkedspakke. De Facto har i denne rapporten vist hva som er hovedårsaken til det siste årets høye strømpriser og foreslått fire strukturelle tiltak som tar problemet ved roten.