De Facto-rapport 1:2023

DE FACTO
KUNNSKAPSSENTER FOR FAGORGANISERTE

Isak Lekve

Hvordan fastsettes de norske strømprisene?

Konsekvenser for næringsliv og industri

Forord

I denne rapporten presenteres en oversikt over hvordan prisfastsettelsen i det norske kraftmarkedet fungerer, og hvilke konsekvenser denne prisfastsettelsen nå får for norsk næringsliv. Det siste gjør vi gjennom å kartlegge og analysere betydningen av strømpriskrisen for et utvalg bedrifter innen ulike deler av næringslivet, både kraftforedlende industri, men også fornybarnæringene og mer vanlig næringsliv. Basert på disse analysene sier vi noe om hva som står på spill – fremtiden til norsk industri – og noen korte kommentarer om mulige løsningsforslag. I tillegg gjør vi en analyse av Acer-saken i Borgarting Lagmannsrett for å vurdere handlingsrommet innenfor EØS-avtalen.

Bakgrunnen for rapporten er at det i løpet av sommeren og høsten 2022 har blitt stadig tydeligere at strømpriskrisen innleder en ny normal for norsk næringsliv, slik vi også fryktet i den rapporten denne følger opp – *Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak* fra våren 2022. Likevel valgte regjeringen 31. oktober å utsette fristen for sin egen energikommisjon til 1. februar 2023.

Både De Facto og rapportens initiativtakere i Industriaksjonen har gjennom fjoråret fått mange meldinger om at situasjonen er kritisk for stadig større deler av næringslivet. Derfor var det viktig å kartlegge situasjonen noe mer grundig. Denne rapporten svarer på den bestillingen.

I tillegg til initiativtakerne i Industriaksjonen, har Nei til EU, LO i Nord-Rogaland, LO i Stavanger og omegn, Rogaland El&IT og Rogaland Elektromontørforening bidratt med finansiering av rapporten. Den er utarbeidet av Isak Lekve i De Facto, men Idar Helle har skrevet kapitel 5 om Norge, EØS og EUs indre energimarked. Tusen takk for alle innspill og bidrag.

Bergen, 25. januar 2023

Isak Lekve

De Facto

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG……6

1. PRISFASTSETTELSEN I DET NORSKE KRAFTMARKEDET……8

1.1 UTVIKLINGEN AV STRØMPRISEN I NORGE……9

1.2 AKTØRENE I KRAFTMARKEDET……14

1.3 STRØMREGNINGENS BESTANDDELER……18

1.4 MARKEDER FOR STRØM……19

1.5 DE ULIKE PRISOMRÅDENE……21

1.6 PRISFASTSETTELSEN PÅ NORD POOL……24

1.7 BETYDNINGEN AV UTENLANDSKABLENE……28

2. STRØMPRISENE OG NORSK NÆRINGSLIV ……32

2.1 HVORDAN VI DIMENSJONERER STRØMFORBRUK ……34

2.2 DEN KRAFTFOREDLENDE INDUSTRIEN……35

2.3 FORNYBARNÆRINGENE ……41

2.4 UTVALG NÆRINGSLIV ……48

3. MAKROTALL OG HVA SOM STÅR PÅ SPILL ……62

4. LØSNINGER PÅ STRØMPRISKRISEN…… ……69

4.1 REGJERINGENS VIRKEMIDLER…… ……69

4.2 DEN ALTERNATIVE ENERGIKOMMISJONEN……72

5. NORGE, EØS OG EUS INDRE ENERGIMARKED…… ……74

5.1 ENERGIMARKEDSPAKKE 4……75

5.2 I FULL SPAGAT……76

5.3 ACER-SAKEN I BORGARTING LAGMANNSRETT……79

6. VÅRE VURDERINGER…… ……83

Sammendrag De Facto-rapport 1/2023

Norge ble i 2021 rammet av en strømpriskrise. Dette vil åpenbart få store konsekvenser for kraftforedlende industri, men hovedformålet med denne rapporten er å belyse konsekvensene også for vanlig næringsliv, og på bakgrunn av det legge frem en oversikt over hva som står på spill både på kort og lengre sikt.

For å lykkes med en slik beskrivelse, har vi imidlertid også sett det nødvendig å beskrive hvordan det norske kraftmarkedet fungerer, og i kapittel 1 *Prisfastsettelsen i det norske kraftmarkedet* beskrives dette detaljert og på en slik måte at de fleste lesere forhåpentligvis skal forstå hvordan dette svært kompliserte systemet fungerer.

I kapittel 2 *Strømprisene og norsk næringsliv* kommer vi så inn på det som er rapportens egentlige hovedtema, nemlig hvordan strømprisene påvirker utvalgte deler av norsk næringsliv. Her gjøres det relativt enkle sammenligninger av strømutgifter med omsetning og driftsresultat, og for alle virksomhetene vi har sett på fremstår utslagene av strømprisutgiftene som betydelige.

Dette understrekes i kapittel 3 *Makrotall og hva som står på spill* som viser at mange titusenvis av arbeidsplasser kan komme i spill, og at regjeringens satsing på grønn industri møter en veisperring i form av de høye strømprisene allerede før den er virkelig i gang.

I fjerde kapittel, *Løsninger på strømpriskrisen*, analyserer vi kort regjeringens to hovedlinjer i møte med krisen, nemlig fastprisavtaler og mer utbygging, og selv om det er for tidlig å si hvordan fastprismarkedet vil slå ut, tror vi det kreves sterkere virkemidler til for å løse krisen. De finner vi imidlertid hos Den Alternative Energikommisjonen, som høsten 2022 la frem sine anbefalinger som nettopp er mer strukturelle og dermed egnet for å varig løse krisen. AEK anbefaler at Norge skal kunne etablere et eget prisregime for norsk strøm brukt i Norge gjennom at norske strømpriser frikobles fra det europeiske strømprissystemet, blant annet gjennom:

- At Norge skal ha full kontroll over kraftflyten i utenlandsforbindelsene, og at staten styrer utveksling av strøm og salg av overskuddskraft.
- At en reforhandler kraftkabelkontraktene med Storbritannia og Tyskland.
- At en legger ned strømsalgsselskapene og etablerer et statlig monopol som bedriver strømsalg og har kontroll på den innenlandske kraftomsetningen.
- At vannet i norske kraftmagasiner forvaltes slik at det sikrer forsyningssikkerhet og gunstige priser for norske strømkunder.

Det er imidlertid mye som tyder på at disse virkemidlene vil stride mot EUs energiunion, og i kapittel 5 *Norge, EØS og EUs indre energimarked* analyseres den nylig avsagte dommen i Borgarting lagmannsrett for å nærme oss denne problemstillingen. Vår gjennomgang sannsynliggjør at handlingsrommet juridisk sett er begrenset, men når et europeisk kjerneland som Frankrike nå åpent utfordrer EUs felles energipolitikk, burde en energistormakt som Norge også kunne gjøre dette, om det bare er politisk vilje.

Uansett hvilke løsninger en lander på, så viser rapporten vår først og fremst at det er avgjørende at større grep gjøres – og at tiden for handling er nå.

1. Prisfastsettelsen i det norske kraftmarkedet

Da vi lanserte vår rapport *Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak* i mai 2022 skrev vi i sammendraget at «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.»[1] Vi pekte altså på at de to nye kablene til Tyskland og Storbritannia som åpnet i løpet av 2021, var hovedforklaring på de ekstraordinært høye strømprisene.

Dette førte til store diskusjoner. Både på LO-kongressen og i norsk offentlighet, og vi ble sågar vurdert av overdommerne i Faktisk.no. Kritikken gikk i hovedsak på at det ikke er kablene, men den tragiske invasjonen av Ukraina, økte priser på CO2-kvoter og først og fremst de høye gassprisene som har skapt de ekstraordinære strømprisene.

Men som vi har redegjort for mange ganger: Disse faktorene kan bare virke på det norske strømmarkedet *gjennom* kraftkablene. Paradoksalt nok gir våre kritikere oss i hovedsak *rett* i vår analyse: Prisdannelsen i det norske kraftmarkedet er ikke lengre hovedsakelig avhengig av tilbud og etterspørsel internt i Norge, men av gasspriser og CO2-priser som først og fremst påvirker de kontinentale energiprisene. Prissmitten til Norge kommer hverken med storken, Kiel-fergen eller noe annet. Den kommer gjennom kraftkabler.

Debatten var nyttig fordi den tydeliggjorde posisjoner, men vi mener også den tydeliggjorde noe annet. Den viste at det ikke er enighet i det norske ordskiftet om hvordan prisfastsettelsen på kraftmarkedet faktisk fungerer. Dette er uheldig, og kanskje *det* faktisk.no egentlig skulle ha sett på. Det blir vanskelig å føre en

[1] Se De Facto-rapport 1/2021: Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak, av Isak Lekve og Idar Helle, side 8.

skikkelig debatt når det er uenighet om saksforholdene. Og siden har prisene bare fortsatt å stige.

Første del av denne rapporten er ment som et forsøk på å rydde opp i disse saksforholdene, og vi vil forsøke å beskrive så klart det lar seg gjøre, hvordan prisfastsettelsen i det norske kraftmarkedet faktisk foregår. Da vil vi gjennomgå aktørene på kraftmarkedet, og forklare de ulike bestanddelene av strømregningen, før vi kort sier noe om prisområdene, og hvordan prisfastsettelsen på Nord Pool-børsen foregår. Men la oss først bare oppsummere hvordan strømprisen har utviklet seg de siste årene.

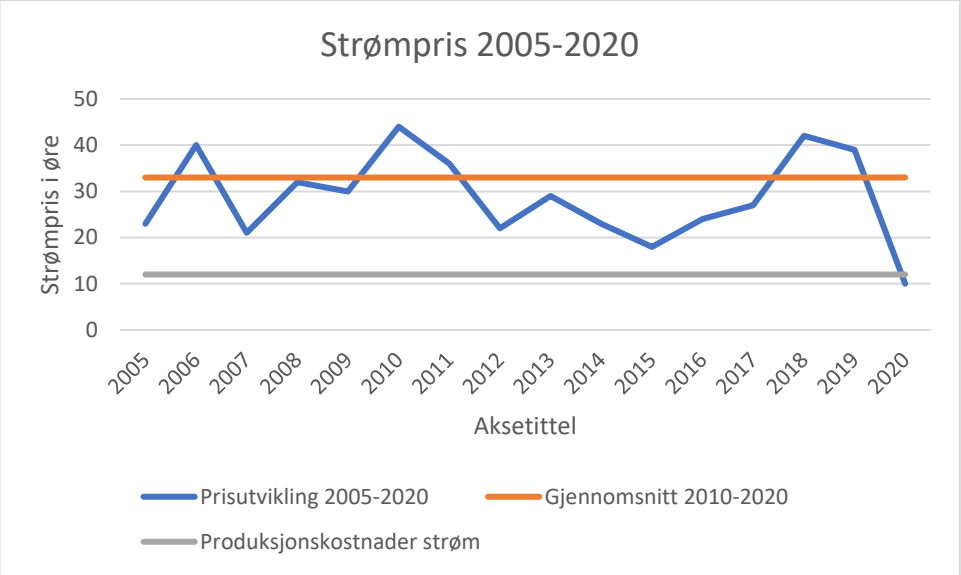
1.1 Utviklingen av strømprisen i Norge

Produksjonskostnadene for strømmen som brukes i Norge varierer åpenbart med hvor den er produsert, om den produseres ved hjelp av vann, vind eller andre energikilder, om den produseres i store eller små verk, og etter hvor mye av investeringskostnadene som er nedbetalt. Derfor beregner Olje- og energidepartementet årlig en gjennomsnittlig produksjonspris. For 2022 ble denne satt til 11,57 øre per kilowattime. Den tilsvarende prisen for 2021 var 11,4 øre.[2] Vi ser at produksjonskostnaden er rimelig konstant, og det har den også vært i mange år.

Selve prisene fastsettes imidlertid uavhengig av produksjonskostnadene, og settes i stedet etter markedsprinsipper, som vi skal beskrive nærmere lengre nede. Men selv om det har vært en del variasjon i disse, fra 44 øre i 2010, til bare 10 øre i 2020, så har de likevel i hovedsak variert mellom 20 og 40 øre. Gjennomsnittsprisen mellom 2005 og 2020 er på 29 øre. Men ettersom det er typisk 2010-2020 som brukes i det offentlige ordskiftet, vil også vi forholde oss

[2] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2022-er-fastsatt/id2892973/

til den i det kommende. Den gjennomsnittsprisen var på 33 øre.[3] Dermed får vi følgende oversikt over norske strømpriser før strømpriskrisen:



Figur 1. Strømpris 2005-2020. Kilde: Nord Pool, Energi Norge, NVE[4]

Dette var altså situasjonen før strømpriskrisen. Produksjonskostnader på 12 øre, gjennomsnitt på 33 øre, toppunkt på 44 øre.

I 2021 begynte så prisen å stige i Sør-Norge, og gjennomsnittsprisen for landsdelen endte på 76 øre per kilowattime.[5] Men prisen var stigende gjennom året, og de tre siste månedene av 2021 var snittprisen i Sør-Norge på 126 øre per

[3] Det opereres med noe ulike tall for gjennomsnittsprisen i disse årene, avhengig av hvilke kilder en bruker. Vi forholder oss til det gjennomsnittet Olje- og Energidepartementet selv bruker. De skriver i forarbeidet til Strømstøtteloven at «Til sammenlikning var den konsumprisjusterte spotprisen på kraft i perioden 2010–2020 33 øre per kWt eksklusiv merverdiavgift i gjennomsnitt.» Se Prop. 44L (2021-2022), kapittel 2.

[4] Det ser litt rart ut at gjennomsnittet for 2010-2020 ligger inne som strek over hele perioden fra 2005, men det er gjort slik av estetiske grunner.

[5] Se https://e24.no/olje-og-energi/i/34Xax0/saa-dyr-ble-stroemmen-i-desember

kilowattime. Da vi skrev den forrige rapporten, skrev vi om strømprisrekorden på 395,41 øre den 21. desember i fjor – og toppunktet 612 øre.[6]

Nå er alle disse rekordene grundig knust, for i 2022 har strømprisene fortsatt å stige, og vi fikk helt ekstreme strømpriser gjennom sommeren – til tross for varmt vær og lavere innenlandsk etterspørsel. Tirsdag 30. august kom rekorden 6,43 kroner i Sør-Norge[7], mens den dagen før var oppe i hele 8,22 kroner per kWh mellom 18 og 19 i Sørvest-Norge.[8]

Så falt prisen igjen i oktober og november, og media rapporterte om at strømpriskrisen var over, og at vi var tilbake til «normale priser». Ikke minst delte olje- og energiminister Terje Aasland den 16. november den nå famøse facebook-oppdateringene om at vi nå gikk en tryggere vinter i møte uten strømrasjonering, og at det var «en ekstra bonus» at det ble forventet priser til vinteren på rundt 2 kroner kWh. Men selv om prisene duppet i oktober og november, kan det for perspektivets skyld likevel være greit å sammenligne dem med gjennomsnittspriser for tidligere år, og også prisene for 2021:

[6] For en oversikt over disse tallene, se De Facto-rapporten «Strømpriskrisen. Årsaker og effektive mottiltak» skrevet av Isak Lekve og Idar Helle.

[7] Se https://e24.no/olje-og-energi/i/g6X1ba/ny-stroemprisrekord

[8] https://www.tv2.no/nyheter/innenriks/ny-stromrekord-i-sorvest-norge/15051511/

Figur 2. Prisutvikling 2022. Kilde: RME

Det viktigste å ta med seg fra denne oversikten er at selv den laveste strømprisen i 2022 ligger over gjennomsnittet for 2021 – og altså langt over det tidligere gjennomsnittet. I desember har også prisene igjen vendt tilbake til det vi i forrige rapport kalte «den nye normalen», det vil si strømpriser på mange kroner og flere dager på over 4 kroner i Sør-Norge. I desember ble også rekorder slått i Midt-Norge og Nord-Norge, da det onsdag 14. desember kostet i gjennomsnitt 4,64 kroner per kWh i Midt-Norge med toppunkt på 6,19 kroner[9], mens det mandag 11. desember kostet i gjennomsnitt 2,53 kroner i Nord-Norge.[10]

Gjennomsnittet for 2022 endte på 1,86 kroner i Sør-Norge, med en månedstopp for september da strømmen kostet 3,59 kroner kWh.[11] Dermed får vi følgende

[9] https://e24.no/olje-og-energi/i/xgJ7wp/ny-stroemprisrekord-i-midt-norge

[10] https://www.dagsavisen.no/nyheter/innenriks/2022/12/11/stromprisene-stiger-i-hele-landet-rekord-i-nord-norge/

[11] Tallgrunnlaget for 2022 er fra RME som publiserer gjennomsnittspriser for Sør-Norge på nettsidene til NVE hver måned. For juni, juli og august var det store avvik mellom NO2 (sørvestlandet) på den ene siden, og NO1/NO5 på den andre siden. Da har vi brukt prisen for

oversikt over strømprisutviklingen mellom 2005 og den estimerte gjennomsnittsprisen for 2022:

Figur 3. Strømprisutvikling 2005-2022. Kilde: Nord Pool, Energi Norge, NVE, RME[12]

Det er altså liten tvil om at situasjonen de siste to årene, men særlig i 2022 er helt ekstraordinær sammenlignet med tidligere år. Vi skal i det følgende gjennomgå det systemet som har skapt priskrisen.

NO1/5. Se ellers https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/

[12] Igjen kan det se rart ut at vi lar streken for gjennomsnittet 2010-2020 starte i 2005 og gå inn til 2022, men det er gjort for å vise tydelig avstanden mellom prisen i 2022 og «vanlige» strømpriser.

1.2 Aktørene i kraftmarkedet

Kraften i rennende vann har vært i bruk i hvert fall siden antikken, og da en begynte å ta i bruk elektrisitet som energikilde mot slutten av 1800-tallet, ble det tidlig klart at Norge med sine høye fjell og dype daler, rikelig med nedbør og store fossefall, satt på et eventyrlig potensial for vannbasert elektrisitetsproduksjon. Gjennom konsesjonslovene, sørget en så for at dette gjennom 1900-tallet ikke bare ble bygget ut, men også ble demokratisk styrt og kontrollert, og ble omtalt og behandlet som offentlig infrastruktur på linje med vann- og avløp. Ved å bygge store demninger og magasiner som Blåsjø på grensen mellom Agder og Rogaland, kunne en sikre seg mot årlige svingninger i nedbøren.

At dette også hadde store naturkonsekvenser, og noen ganger satte store områder under vann, som ved utbyggingen av Røldal-Suldal Kraftanlegg på 60-tallet som satte 18 historiske støler i Valldalen under vann, bidro til å rettferdiggjøre at betydelige deler av verdien ble igjen i lokalsamfunnene gjennom kommunale eierskap, og vannkraften er den dag i dag om lag 90 prosent offentlig eid.

Gjennom mesteparten av 1900-tallet ble kraftprisen vedtatt politisk i kommunestyrer, fylkesstyrer og Stortinget, etter at lokalpolitikere og ledere i de ulike kraftselskapene hadde snakket sammen om hva nivået burde ligge på, basert på politiske og forvaltningsmessige vurderinger.

1. januar 1991 inntraff imidlertid et veiskille i historien om den norske vannkraften, da ble nemlig Energiloven innført. Intensjonen i Energiloven var å konstruere et marked for strøm, slik at en i tråd med økonomisk likevektsteori skulle få balanse mellom tilbud og etterspørsel. Dermed skilte en kraftprodusenter, nettselskaper og strømsalgsselskaper, og innførte den markedsbaserte omsetningen av kraft på en børs som vi holder oss med i dag. Dermed er det i utgangspunktet tre typer aktører vi må forholde oss til:

- **Kraftprodusentene** som eier selve kraftverkene og er dermed ansvarlig for å produsere strømmen. Ved utgangen av år 2020 var produksjon av

vannkraft beregnet å utgjøre 89,3 prosent av landets kraftproduksjon, det resterende er hovedsakelig vindkraft.

- **Nettselskapene** eier selve nettet og er dermed ansvarlig for å frakte strømmen. Ettersom dette er et «naturlig monopol», altså at det ville vært samfunnsøkonomisk ressurssløsende å ha flere parallelle strømnett, så har disse fått monopol på å drifte strømnettet i sine regioner. Selskapene har plikt til å levere strøm i sitt område, en virksomhet som reguleres av NVE. Det hender imidlertid at de får fritak på kommersielt eller annet grunnlag, som da strømselskapet Arva ikke ønsket å levere strøm til Dørvær i Træna i Nordland.[13] Det er rundt 120 nettselskap i Norge, og de er 98 prosent eid av offentlige aktører som kommuner og fylkeskommuner. I tillegg har vi **Statnett** som eier og drifter stamnettet mellom regionene, og også er den norske deleieren av utenlandskablene. Statnett er et statsforetak, som betyr at staten ikke blander seg direkte inn i driften. Statnett får sine inntekter fra såkalte flaskehalsinntekter, som er inntekter som kommer av at det er ulike priser på ulike sider av kablene.
- **Strømsalgsselskapene** eier ingenting, og er ansvarlig for å selge strømmen til brukerne. Disse kalles typisk for kraftleverandører eller strømleverandører. Siden det gir stort svinn å transportere den fysiske kraften, får de fleste av oss de ladde partiklene som utgjør strømmen fra de nærmeste kraftverkene som dermed også egentlig har naturlige monopol slik som vi beskrev med nettet ovenfor. For å likevel etablere markedsprinsipper i kraftdistribusjonen, ble derfor strømsalgsselskapene etablert. Disse selskapene kjøper kraften av kraftprodusentene på kraftbørsen, og selger den så videre til kundene. Sånn sett bidrar de ikke til noen egen verdiskapning, og de eksisterer utelukkende fordi en ønsket

[13] Se https://www.nrk.no/nordland/arva-far-lov-til-a-droppe-strommen-til-dorvaer-1.16204402

> å etablere et marked også for elektrisitet. I dag er det noe om lag 130 slike selskaper i Norge.

La oss illustrere dette med et eksempel fra mitt eget nabolag bergensregionen. Her er det Eviny som er produsent av kraften. Dette er selskapet som tidligere het BKK, og før det Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap, og produserer om lag 7 TWh gjennom sine 28 vannkraftverk. BKK Nett AS er det lokale nettselskapet, og de er eid av Eviny. Strømsalgsselskapet Fjordkraft er resultat av en sammenslåing mellom BKK Kraftsalg, og kraftomsetningsenheten i Skagerak Energi AS, men BKK/Eviny-konsernet har nå solgt seg helt ut av selskapet. I stedet er Fjordkraft eid av om lag 250 eiere, hvor en hel rekke av dem er internasjonale banker og/eller institusjonelle eiere, som Bnp Paribas, JP Morgan, Bank of New York, State Street Bank and Trust og Northern Trust Comp, seks aksjonærer som alle eier mellom 2,6 og 7,6 prosent av aksjene.

Det er ikke unikt at strømsalgsselskapene som Fjordkraft har internasjonale og institusjonelle eiere. Institusjonelle eiere er en samlebetegnelse på banker, fond, forsikringsselskaper, pensjonskasser og lignende. Statens pensjonsfond utland (oljefondet) er en typisk institusjonell eier, og det som er felles for disse er at eierskapet skal generere mest mulig avkastning.

Kombinasjonen av slikt eierskap, og det faktum at produktet som leveres (strømmen) uansett er det samme, har åpnet for en bransje som viser ekstrem kreativitet for å sikre best mulig avkastning – slik selv tidligere Høyre-statsråd Torbjørn Røe Isaksen nylig har kommentert.[14] Forbrukerrådet har i flere år hevdet at strømkunder blir lurt av disse selskapene.[15] To mye omtalte eksempler, er hvordan det delvis Schibsted-eide Tibber har forsøkt å få kundene til å betale regninger på forskudd – for å finansiere egen mislykket spekulasjon, og hvordan

[14] Se https://e24.no/naeringsliv/i/RG5kea/frekkere-enn-flatlusa?referer=https%3A%2F%2Fwww.aftenposten.no

[15] Se for eksempel https://www.vg.no/nyheter/i/JJB2X7/forbrukerraadet-mener-stroemkundene-blir-lurt

Meløy Energi ønsker å si opp lukrative fastprisavtaler med kundene sine. Agva Kraft tvang like godt kunder over fra fastpris til spotpris. Legg merke til at disse fastprisavtalene som selskapene nå ønsker å si opp, i et historisk perspektiv ikke er så fryktelig gode. For Agva Kraft var det mellom 39 og 44 øre avhengig av bindingstid,[16] mens hos Meløy Energi var fastpriskundene de ville kvitte seg med på 126 øre.[17] Den verste historien er kanskje fra Tinde Energi. De har bedt de av sine kunder som har en fastprisavtale på under 70 øre, om å betale inn utbetalt strømstøtte i måneder hvor spotprisen i gjennomsnitt er over 70 øre.[18]

Vi ser altså at dette etter Energiloven er blitt en uregulert jungel, hvor både produsent, leverandør og salg ofte har opphav i samme selskap, og slik er situasjonen mange steder i landet. At de er ulike selskaper, er lovpålagt, men de trenger altså ikke nødvendigvis ha ulike eiere. Lyse i Rogaland som er et strømsalgselskap, har eksempelvis etablert Lyse Kraft som eier selve kraftverkene og dermed har produsentrollen, mens morselskapet i februar brukte overskuddet fra de rekordhøye strømprisene til å etablere seg i telekombransjen gjennom oppkjøpet av mobiloperatøren Ice for 5,6 milliarder.

I tillegg har det konservative tidsskriftet Minerva gjennom en serie artikler høsten 2022, avdekket at flere av selskapene har drevet storstilt finansiell spekulasjon, og har «veddet» mot strømprisen. Dette gjelder både kraftprodusenter som Statkraft – det offentlige selskapet bokfører i 2022 tap på 5,5 milliarder på slik spekulasjon,[19] og det kommunalt eide kraftselskapet Glitre

---

[16] https://e24.no/olje-og-energi/i/8QR5W1/meglertopp-tror-paa-konkurser-i-stroembransjen-blir-overrasket-hvis-ingen-gaar-over-ende

[17] Se https://www.tu.no/artikler/stromselskap-vil-betale-kunder-opp-til-50-000-for-a-stoppe-fastprisavtale/523128/

[18] Se https://www.tv2.no/nyheter/innenriks/forbrukertilsynet-varsler-rekordstor-milliongebyr-til-tinde-energi/15323193/

[19] Se https://www.nrk.no/vestland/kraftselskapa-taper-milliardar-pa-avtaler-som-blir-verre-av-hog-straumpris-1.16088177

som har tapt to av tre kroner de har tjent på de høye strømprisene, gjennom slik spekulasjon. Andre berørte selskap er Hafslund, Lyse, Eviny, Agder Energi, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk og Skagerak Energi. [20]

En trøst for mange i strømpriskrisen har vært at overskuddet tross alt ender opp i offentlig eide selskaper. Men på grunn av fristillingen av disse selskapene, kan de vel så gjerne ende opp i skifteretten som med nye milliarder til lokale sykehjem. Det som startet som et eventyr bygd på demokratisk eierskap og kontroll og fremsynte politikere, har blitt en jungel av spekulasjon og svindel.

1.3 Strømregningens bestanddeler

Alle disse aktørene er viktige for å forstå strømregningen, for strømregningen består også av tre deler:

- Selve strømmen. Vi betaler for omfanget av strømmen vi bruker, og denne prises enten etter en fastpris om en har en fastprisavtale, eller basert på spotprisen, som er navnet på den prisen som settes på kraftbørsen som et resultat av tilbud og etterspørsel. Vi betaler dette til strømsalgsselskapene, men som vi skal komme tilbake til, så kjøper disse igjen strømmen av kraftprodusentene, så indirekte går dette altså til kraftprodusentene.
- Nettleie. Dette går til de lokale nettselskapene og til Statnett, og brukes til å drifte og utvikle selve strømnettet.
- Påslag. Dette er den prisen de ulike strømsalgselskapene tar for å kjøpe strømmen fra kraftprodusentene og selge den til forbrukerne. Dette skal dekke administrative kostnader, transaksjonskostnader og profitt.

[20] Se https://www.minervanett.no/statkraft-strom/kraftmilliarder-forsvinner-i-finansielt-tapssluk/412780

I tillegg kommer det offentlige avgifter som elavgift (15,41 øre/kWh) og merverdiavgift på 25 prosent.

1.4 Markeder for strøm

Ordet marked (av latin *mercatus* som betyr handel) ble opprinnelig brukt om offentlige møteplasser for kjøp og salg av varer. Ordet *torg* som vi finner blant annet i Torgallmenningen i Bergen, er det tilsvarende norske/norrøne ordet. Vi har allerede antydet at det her er snakk om minst to markeder. Det er møteplassen hvor forbrukerne kjøper strøm av strømsalgsselskapene, og så er det møteplassen hvor strømsalgsselskapene kjøper strømmen av kraftprodusentene.

- Det første markedet kalles vanligvis *sluttbrukermarkedet* eller *detaljmarkedet* fordi det er her de som faktisk skal bruke strømmen (sluttbrukerne) handler sin strøm.
- Det andre markedet kalles typisk *engrosmarkedet* fordi det er store volum som handles her. *En gros* er fransk for «i stort». Her kjøper strømsalgselskapene store mengder strøm, som de så videreselger til brukerne. Kronologisk er dermed dette markedet først.

Mens sluttbrukermarkedet i praksis skjer på internett, eller ved at strømsalgsselskapene ansetter selgere som ringer rundt for å stjele hverandres kunder, så foregår engroshandelen på den europeiske kraftbørsen **Nord Pool**.

Når media og strømsalgsselskaper rapporterer om strømprisen, er det altså prisen på kraftbørsen Nord Pool de rapporterer om. Hvis en kunde ikke har en fastprisavtale, men en avtale med flytende pris, vil denne typisk følge prisutviklingen på børsen, men med påslaget fra nett- strømsalgselskapene. Derfor er det prisfastsettelsen på Nord Pool som er avgjørende å forstå.

En del større bedrifter kjøper typisk strømmen direkte fra kraftprodusentene uten mellomledd, og altså uten å gå innom sluttbrukermarkedet, men også prisen som

forhandles mellom disse aktørene, påvirkes av prisfastsettelsen på Nord Pool-børsen.

Olje- og energidepartementet har laget følgende figur for å illustrere de ulike relasjonene:

Figur 4. Aktørene på kraftmarkedet. Kilde: OED

Men det kan være greit å påpeke at strømmen aldri går fysisk innom hverken kraftbørsen eller strømsalgsselskapene, selv om OED sin figur får det til å se slik ut. Strømmen flyter på akkurat samme måte i dag som før Energiloven fra 1991. Det vil si fra kraftprodusentene, via ledningene og til forbrukerne.

Børsen ble skilt ut av Statnett som Statnett Marked i 1993, som en direkte konsekvens av Energiloven, og ble i 1996 slått sammen med den tilsvarende svenske organisasjonen Svenska Kraftnät og fikk da navnet Nord Pool.[21] Senere slo også danske og finske kraftnettoperatører seg til, og utover 2000-tallet startet selskapet å handle med kraft for stadig flere europeiske land, og børsen dekker i dag store deler av Europa. Etter hvert ble den splittet i en finansiell del og en fysisk, og i 2008 ble den finansielle delen så solgt til amerikanske Nasdaq OMX for 2,4 milliarder (Statnett hadde en eierdel på 50 prosent)[22], mens 66 prosent av den fysiske kraftbørsen ble solgt til det nederlandske børsselskapet Euronext for

[21] Se https://snl.no/Nord_Pool

[22] Se https://e24.no/norsk-oekonomi/i/70BKL4/statnett-selger-nord-pool

640 millioner i 2019.[23] Disse salgene ble ikke behandlet politisk, selv om Statnett er et statsforetak.

Som vi allerede har illustrert ovenfor, så skjer det åpenbart mye rart i sluttbrukermarkedet. Men det er på kraftbørsen Nord Pool at prisfastsettelsen foregår, så det er dette andre markedet vi skal følge i det følgende.

1.5 De ulike prisområdene

Vi har altså etablert at strømmen kjøpes og selges på to ulike markeder, og at det er på engrosmarkedet på Nord Pool-børsen at prisfastsettelsen foregår. Kraft er imidlertid en vare som må brukes i det den produseres. Elektrisitet er egentlig ladede partikler som beveger seg i rasende fart, og som ved å bevege seg gjennom ulike tekniske innretninger kan avgi for eksempel lys, varme eller danne grunnlag for mekanisk bevegelse. Elektrisiteten kan ikke i seg selv lagres, og den må brukes i det den produseres. Derfor må det også eksistere en fysisk infrastruktur som sikrer at elektrisiteten kommer frem til sluttbrukerne i det den produseres.

I praksis eksisterer det imidlertid fysiske begrensninger på flyten av elektrisitet. Ledningene som strømmen flyter gjennom, har begrenset kapasitet, og fysikken sørger også for at de ladede partiklene – enten positive eller negative – beveger seg til det nærmeste stedet med motsatt ladning av seg selv. Vi kan selvsagt styre dette gjennom hvordan vi legger ledninger, og hvordan vi manipulerer polaritet, men fordi det også innebærer et energitap å flytte elektrisitet i ledninger, som blir større jo lengre distansen er, så gir det mening å bruke elektrisiteten i nærheten av der den produseres. Slik foregår det også i praksis.

[23] Se https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2019/statnett-reduces-its-ownership-interest-in-power-exchange-nord-pool/

Nettopp fordi det gir mening å bruke elektrisiteten i nærområdet, og fordi det er fysiske begrensninger i å flytte elektrisitet over lange avstander uten enorme kraftkabler, så er Norge delt inn i fem ulike prisområder.

Figur 5. Regioninndelingen av det norske kraftmarkedet. Kilde: Statnett

- NO1 er det sentrale østlandsområdet
- NO2 er Sørvestlandet, her har vi de største vannmagasinene.
- NO3 er Midt-Norge
- NO4 er Nord-Norge, og

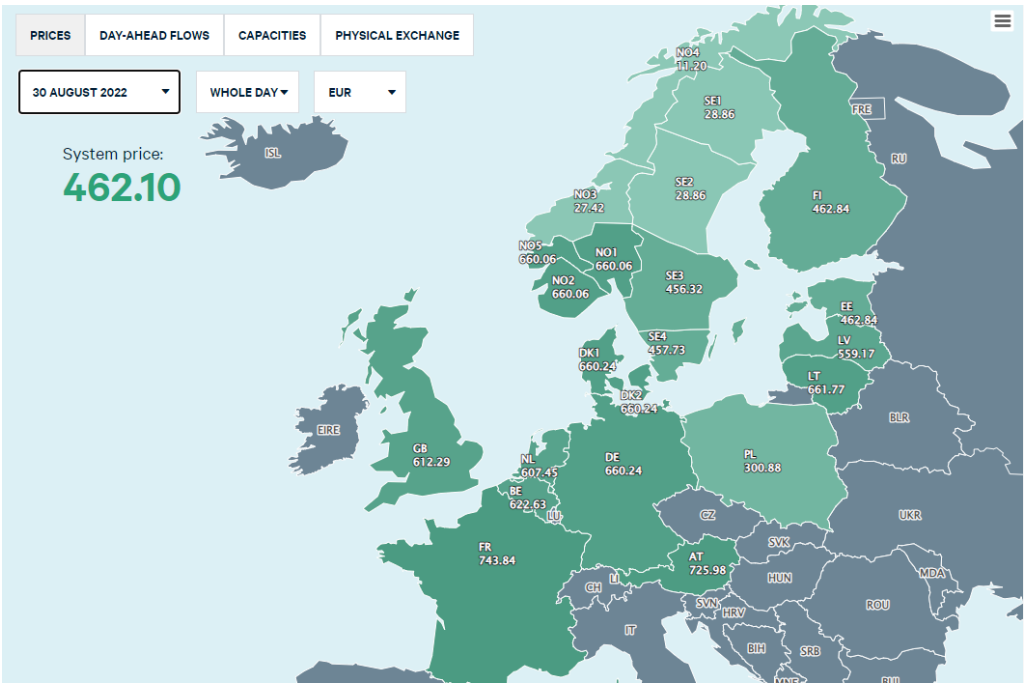
- NO5 er Bergensregionen.

Strømmen i de fem ulike regionene handles hver for seg. Men en megler eller et strømsalgsselskap med kunder i NO2 kan også kjøpe strøm fra en kraftprodusent i NO3. Det gir imidlertid ikke mening å kjøpe mer enn det er mulig å transportere fra NO3 til NO2 gjennom den fysiske infrastrukturen. Slik påvirker prisene i de ulike regionene hverandre, men prisene vil bare kunne speile hverandre eksakt om utvekslingskapasiteten er tilstrekkelig stor. Da vil prisene bevege seg mot den samme.

De tre regionene i sør har såpass godt utbygget fysisk nett seg imellom, at prisen vanligvis følger hverandre der. Unntaket var sommeren 2022, da NO2 fikk betydelig høyere priser enn NO1 og NO5. Vi har ikke analysert hvorfor dette skjedde, men det er naturlig å se for seg at det skyldes at NO2 har en rekke fysiske forbindelser til prisområder også i Storbritannia, Danmark, Nederland og Tyskland, og at meglere og strømsalgselskaper derfra slik kan kjøpe strøm fra NO2 som overføringskablene fra NO1 og NO5 ikke i tilstrekkelig grad kunne utjevne.

Overføringskapasiteten mellom de tre sørlige og de to i nord er så lav at de to prisområdene i nord dermed stort sett lever sine egne liv. Dette betyr også at de to nordlige regionene *ikke* ble videre påvirket av strømpriskrisen i 2021, og faktisk har de hatt rekordlav strømpris gjennom nesten hele 2021 og 2022. Altså samtidig som de tre sørlige regionene har slått nye rekorder i andre retning. Som vi allerede har nevnt, endret dette seg mot slutten av 2022, da de høye prisene nådde også NO3 og NO4.

Denne beskrivelsen har vært av de fem prisområdene i Norge, men systemet er likt for alle de 16 landene som Nord Pool dekker.



Figur 6. Regioninndelingen av det europeiske kraftmarkedet. Kilde: Nord Pool

Vi ser imidlertid at de fleste land opererer bare med et prisområde, unntaket er Sverige og Danmark, og altså Norge. Systemprisen er gjennomsnittsprisen som ville vært for hele området om der *ikke* var noen fysiske hindringer i utvekslingen av kraften.

1.6 Prisfastsettelsen på Nord Pool

Vi har altså stadfestet at det er prisfastsettelsen på Nord Pool som er det avgjørende for strømprisen. Dette foregår på følgende vis.[24]

- Hver dag så vil kraftprodusenter levere tilbud om hvor mye strøm de kan produsere, og til hvilken pris.

[24] Informasjonen i det følgende baserer seg på beskrivelser på Nord Pool sine egne nettsider, hos OED, hos NVE og hos Statnett.

- Samtidig leverer kraftkjøpere, altså enten strømsalgsselskaper eller meglere og spekulanter som handler for å selge videre, inn sine tilbud til hvor mye de vil kjøpe, gitt ulike priser.
- Disse tilbudene kommer inn før klokken 12 *dagen før* strømmen skal brukes. Derfor kalles det også «day ahead-market» på Nord Pool sine nettsider.
- Tilbudene for både kjøp og salg skjer for *hver time* det påfølgende døgnet. Dette er nettopp fordi strøm er en ferskvare som ikke kan lagres når den først er produsert.
- Dette skjer for alle de ulike prisområdene som Nord Pool har ansvar for, det vil si de fem i Norge, og også de for andre land.
- Nord Pool bruker så et dataprogram, algoritmen Euphemia utviklet av det belgiske programvareselskapet N-side, for å beregne både systemprisen, altså prisen i alle markedene om der ikke hadde vært noen fysiske begrensninger i utveksling mellom prisområdene, og prisene for de enkelte prisområdene.[25]
- Dette fungerer slik: Kraftprodusent A kan levere en gitt mengde kWh til en bestemt pris, men for eksempel et høyere antall kWh til en gitt høyere pris, og et enda høyere antall kWh til en gitt enda høyere pris. Samtidig vil kraftkjøper B kjøpe en gitt mengde til en gitt pris, men mer til en lavere pris, og enda mer til en enda lavere pris. Det finnes en hel rekke slike kraftprodusenter og kraftkjøpere, og Euphemia bestemmer da den prisen som vil sørge for balanse mellom alle disse tilbudene.
- Hensikten med prisen, er altså at det skal skape balanse mellom tilbud og etterspørsel. Målet er altså at det skal produseres akkurat *nok* strøm. Produserer en for lite, blir det blackout, produserer en for mye, går det til spille. Hele poenget og rasjonalet bak systemet er altså å få *mest mulig effektiv ressursallokering*. Dette er for så vidt forutsigbart ettersom

[25] Se Morgenbladet 16. september for en lengre artikkel om dataprogrammet.

systemet er utviklet av teoretiske økonomer, basert på likevektsteori som nettopp alltid har som mål å skape mest mulig effektiv ressursallokering.

- Når prisen så er satt, får kraftprodusentene beskjed om hvor mye de skal produsere, og kraftkjøperne beskjed om hvor mye de får kjøpe. Strømsalgselskapene er stort sett bundet opp i kontrakter med kunder, så de er nødt til å by så høyt som nødvendig for å overholde sine forpliktelser, og vil dermed kjøpe den nødvendige strømmen uansett. Meglerne derimot, som kjøper for å videreselge, kan maksimere sitt innkjøp slik at de tjener mest mulig penger. De vil så ha et døgn på seg, til å selge denne strømmen videre for en høyere pris. Dermed er det primært meglere fra andre prisområder som opererer slik, og som dermed kan for eksempel kjøpe strøm i NO2, og selge den i Storbritannia med fortjeneste.
- Dette systemet er imidlertid langt fra perfekt, mange kjøper mer enn de trenger, og andre ønsker likevel å produsere mer eller mindre. Derfor eksisterer det, i tillegg til day ahead-markedet, også to andre markeder på Nord Pool-børsen som bidrar til å sette prisen.
- Strømmen kan selges mellom disse aktørene på det Nord Pool kaller for *intraday markedet.* Her kan en handle helt til en time før strømmen brukes, og både kjøpere og selgere opererer her for å justere seg inn om de enten skal produsere for mye eller lite, eller har fått mer eller mindre strøm enn de ønsker.
- Dessuten eksisterer det noe som Nord Pool kaller *regulating power*, eller balansemarkedet. Her er Statnett den eneste aktøren som handler, og det gjør de for å justere produksjonen slik at det faktisk produseres like mye strøm som det er solgt.
- Prisen som settes er den såkalte *marginalprisen*. Det er prisen på den **dyreste strømmen** som må produseres for å levere den siste kilowattimen som etterspørres, som setter prisen for hele markedet. Euphemia sender signal tilbake til kraftprodusentene om at de som har gitt de dyreste tilbudene, ikke trenger å produsere, men at de som har gitt

tilbud på prisen eller lavere, skal produsere. Det betyr for det første at all strømmen får samme pris som den dyreste som Euphemia mener det er fornuftig å produsere. Dette skal gi insentiver til kraftprodusentene om å effektivisere, ettersom de uansett får den høyeste prisen, helt uavhengig av egne produksjonskostnader. Ettersom en tenker at det er en sammenheng mellom prisen kraftprodusentene leverer inn i sine tilbud, og prisen det koster dem å produsere, tenker en også at dette vil føre til at det alltid er den billigste kraften som produseres, mens den dyreste ikke blir produsert. Vind blåser gratis og kan ikke lagres, så det selges alltid først. Så selges vann fordi vannet selv er gratis, og selve verkene for lengst er nedbetalt. Derfor fører dette systemet til at norsk kraft alltid produseres, mens kull, gass eller kjernekraft får beskjed om å produsere mindre. Dette skal også virke sammen med CO2-kvoter som gjør den fossile energien dyrere, og slik sørger for overgang til grønne energikilder.

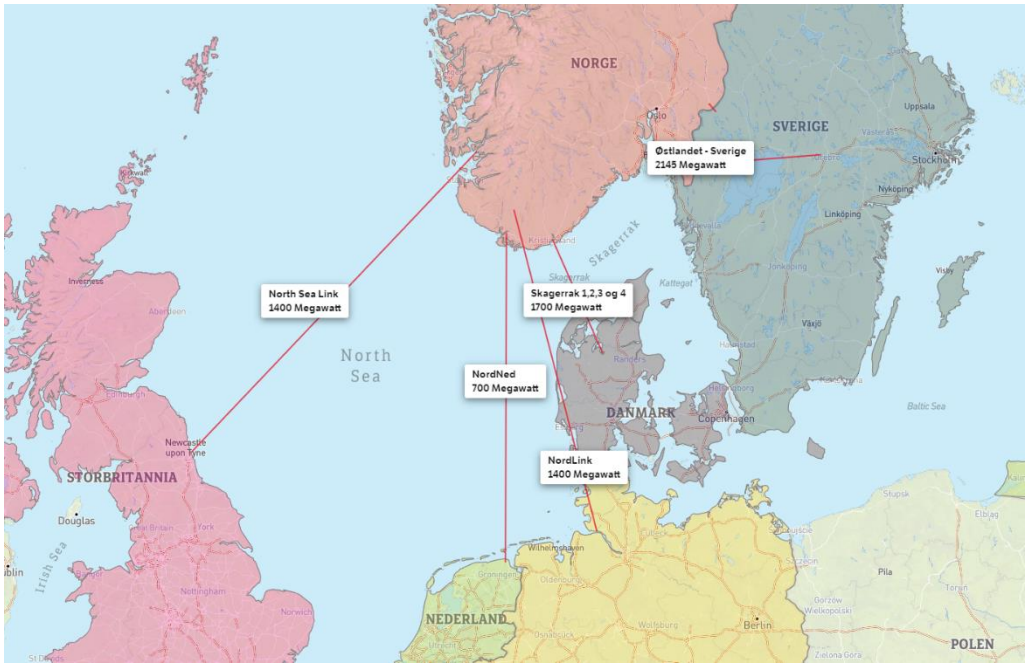
- Sist finnes det enda et marked, den såkalte finansielle kraftbørsen, som vi så vidt nevnte ovenfor, at kontrolleres av Nasdaq OXM. Her kjøpes og selges ikke strøm, men *forventninger* til fremtidig strømpris. Denne børsen ble konstruert, fordi en ser for seg at profesjonelle aksjemeglere har bedre oversikt over utviklingen i markeder, og at en slik finansiell børs vil kunne gi viktige signaler til både produsenter og konsumenter, men også investorer om hva fremtiden vil bringe. Det er på denne børsen kraftselskapene har kjøpt og solgt forsikringer mot fremtidige prisstigninger, de som vi ovenfor omtalte som bakgrunnen for at en del kraftselskaper til tross for kraftprisene likevel får rekordtap.

Det slående når en går gjennom alle disse mekanisme er at de fremstår alle konstruerte for å etablere *stabilitet og forutsigbarhet*. Likevel er det det stikk motsatte som er blitt resultatet.

1.7 Betydningen av utenlandskablene

Målet med dette systemer er altså først og fremst å sørge for effektiv ressursallokering, at en produserer eksakt så mye som skal brukes. Å variere prisene blir et virkemiddel for å nå dette målet.

Slik skal en ifølge teorien også unngå strømrasjonering og andre negative følger av for lav produksjon, for når vi nærmer oss strømrasjonering, vil alternativverdien for kraftprodusentene øke, og de vil slik sette opp prisen på de siste kilowattimene. Dermed synker også forbruket, og vannstanden økes igjen.



Figur 7. Kraftkrablene fra Norge til våre naboland. Kilde: NRK[26]

I praksis har vi i løpet av 2022 imidlertid sett tydelig at dette ikke virker etter hensikten, og sommeren 2022 lå vi an til å få strømrasjonering til vinteren. Det skyldes at å havne i en situasjon tett på strømrasjonering, nok alltid vil være det mest rasjonelle fra kraftprodusentene sitt perspektiv, for da kan de selge all den

[26] Se https://www.nrk.no/norge/xl/fortellingen-om-kraftkablene-1.16060842

produserte strømmen til høyere priser. De nye eksportkablene som åpnet i 2021 ga dem tilgang til nye kjøpere slik at dette ble mulig.

Det argumenteres ofte for at flere utenlandskabler gir bedre forsyningssikkerhet. Interesseorganisasjonen til kraftbransjen, Energi Norge, skriver for eksempel på sine hjemmesider at om Norge skulle fjerne alle mellomlandskabler må vi ha «nok egen strømproduksjon til å dekke strømforbruket vårt i alle tenkelige situasjoner», som altså vil innebære at vi må bygge masse reserveproduksjon som vi stort sett ikke får bruk for.[27] Dette er et typisk argument som bare kan eksistere enten i skrivebordsteori, eller som spinn i en interesseorganisasjon. For det første har selvsagt ingen tatt til orde for å kutte noen kabler (og i hvert fall ikke alle), og for det andre så er den norske vannkraften og dens magasiner nettopp såpass fleksibel at en kan spare energi også til tørrår. Derfor vil en i praksis aldri komme i en slik situasjon som Energi Norge skisserer – med mindre en bevisst tømmer magasinene gjennom overproduksjon. Argumentet ville vært riktig om den norske kraftproduksjonen var hovedsakelig basert på vindkraft som en ikke kan spare fra år til år. Men slik er det som kjent ikke.

Utviklingen fra sommeren 2021 viser at det faktisk forholder seg stikk motsatt enn hva Energi Norge hevder i sitt spinn. Flere utenlandskabler, har i praksis gitt kraftprodusentene anledning til å tømme vannmagasinene og etablere en varig høy pris. Først da har vi kommet i en posisjon hvor vi i prinsippet kunne blitt avhengig av import, men det skyldes jo nettopp at magasinene – som i utgangspunktet skal vare over flere år, og dermed sikre mot tørrår – er tømt gjennom kablene - den netto eksporten i 2022 var 13 TWh, noe som er prissatt til 22,6 milliarder kroner, mens den totale eksporten var på 26 TWh prissatt til 45 milliarder kroner.[28] I dagens situasjon er det med andre ord riktig at utenlandskablene faktisk gir en viss sikkerhet mot forsyningskrise, men det er

[27] https://www.energinorge.no/nyheter/2022/sporsmal-og-svar-om-strommarkedet/

[28] Se https://www.europower.no/kraftmarked/hoyeste-eksportverdi-noensinne-solgte-strom-for-45-milliarder-kroner-til-utlandet-i-fjor/2-1-1388441

paradoksalt nok bare som en konsekvens av at disse er etablert. For å skape mer sikkerhet, har vi i virkeligheten konstruert et system som gjør oss mindre sikre – og mer prisavhengige.

Det sies ofte at strømmen «flyter dit kraftprisen er høyest». Dette er en metafor, i realiteten brukes mesteparten av strømmen, som allerede nevnt, i nærheten av der den produseres. Det er bare en liten del av strømmen som flyter slik mellom prisområder, men det dette fører til, som vi argumenterte grundig for i vår forrige rapport, er at dette fører til at strømprisene flyter andre veien – for de som opererer i markedet med i utgangspunktet lavere pris, tvinges til å by mot meglere og spekulanter som ønsker å videreselge strømmen i områder med høyere pris.

Derfor er det feil det som står på NVE sine sider. Her forsøker de å forklare hvorfor gassprisene fra Europa påvirker norske strømpriser, og skriver «når Norge importerer strøm som er produsert fra ikke-fornybare kilder», men Norge trenger ikke importere noe strøm basert på gass for å importere prisene. Det er nok at en bruker gass til å produsere strøm i Europa, og at meglere eller spekulanter da legger inn bud på samme pris som dette da koster, i eksempelvis NO2. **Det er muligheten til å eksportere billig vannkraft, ikke import av dyr gasskraft, som skaper prissmitte, stikk i strid med det NVE hevder**.[29]

Dermed utjevnes prisene altså basert på *overføringskapasitet* i kablene mellom prisområdene, ikke basert på den fysiske flyten. Dette ble for så vidt erkjent allerede av Finn Lied, industriminister i Bratteli-regjeringen, som på 1970-tallet uttalte at «vi eksporterer strøm og importerer høyere strømpriser», når han gikk imot utenlandsforbindelser.

Vi ser her hvorfor kritikerne av vår forrige rapport også bommet i sin kritikk. De hevdet at i stedet for de to nye kraftkablene, så skyldtes prisøkningen på strøm

[29] Se https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hvordan-fungerer-kraftmarkedet/

de økte gassprisene i Europa, som igjen skyldes den tragiske invasjonen av Ukraina. Men det er ingen motsetning mellom dette og det vi hevder, snarere tvert imot. Som vi har beskrevet, så kan de økte gassprisene bare virke direkte på det norske strømmarkedet *gjennom* en tilstrekkelig utvekslingskapasitet. Det var her de to nye strømkablene som åpnet i 2021 kom inn i bildet, ettersom de økte eksportkapasiteten fra NO2 til høyprisområdene på kontinentet med om lag 116 prosent. Totalt har vi nå en utvekslingskapasitet på over 75 TWh, som altså gjør at vi kunne eksportert rundt halvparten av en samlet normalårsproduksjon på 155TWh. Akkurat hvor stor utvekslingskapasitet som skulle til for å få denne effekten er vanskelig å beregne. Statnett hevder i sine analyser at prissmitten ville kommet uansett basert på nederlandskabelen og danmarkskablene, og at «de siste kablene betyr minst.»[30] Slik kunne de hevde at de to siste kablene bare har bidratt med «ti prosent av prisøkningene».[31] Men også dette understreker jo jo vårt hovedpoeng, at prisen i Norge ikke lengre settes basert på innenlandske forhold.

Et viktigere spørsmål nå er kanskje hvor stort kraftoverskudd som trengs for å frikoble prisdannelsen i Norge fra den europeiske. NVE estimerer at til det trengs et kraftoverskudd på rundt 40TWh.[32] Det tilsvarer omtrent 2,7 ganger den installerte vindkraften som allerede er bygget ut i norsk natur.

Uansett er det et faktum at mens også Sør-Norge hadde betydelig lavere priser enn kontinentet før 2021, så har vi nå etter åpningen av de to nye kablene, priser som stort sett harmonerer med de europeiske prisene. I den følgende delen av rapporten vil vi gå nærmere inn på konsekvensene av dette nye prisnivået for norsk næringsliv.

---

[30] Se for eksempel https://www.nrk.no/norge/xl/fortellingen-om-kraftkablene-1.16060842

[31] Se https://www.statnett.no/om-statnett/bli-bedre-kjent-med-statnett/om-strompriser/

[32] Se NVE-notatet «Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris», side 14. https://www.nve.no/media/14441/notat_kraftbalanser.pdf

2. Strømprisene og norsk næringsliv

De Facto har over flere rapporter dokumentert betydningen av strømprisene for norsk industri.[33] I disse rapportene har vi særlig hatt fokus på kraftforedlende industri. Men selv om kraftkostnader gjerne kan utgjøre mellom 20 og 50 prosent av produksjonskostnadene i slike bedrifter, så er mange av disse såpass godt dekket med fastprisavtaler, at strømpriskrisen heldigvis ikke har hatt umiddelbart drastiske konsekvenser for alle selskapene enda.

Flere av disse kontraktene varer helt til 2030, og i tillegg så har flere av produktene fra denne bransjen også økt kraftig i pris, så det er derfor ingen akutt krise i kraftforedlende industri, til tross for de høye strømprisene. Likevel er det flere enkeltselskaper som sliter, og det skaper også strukturelle utfordringer for bransjen at prisene er så høye, blant annet ved at den kraften selskapene får gjennom fastprisavtaler, kan være mer verdt enn produktene de vanligvis bruker kraften til å skape. Da vil de på kort sikt tjene mer på å selge kraften i kraftmarkedet enn på å bruke den i industriell produksjon. I tillegg til at det på lengre sikt selvsagt ikke er noen tvil om at kraftforedlende industri vil bli svært rammet av strømpriskrisen om den ikke løses. Vi vil derfor starte dette kapittelet (2.2) med situasjonen for denne bransjen.

Videre, som vi har undersøkt over flere rapporter, så spiller strømprisene også en avgjørende rolle for flere av fornybarnæringene, og vi vil derfor også her ha med et kapittel om hvordan strømpriskrisen virker inn på disse (2.3).

Men mens den kraftforedlende industrien som helhet altså ikke står i noen akutt krise, og fornybarnæringene i hovedsak enda ikke er kommet skikkelig i gang, så er situasjonen prekær i resten av næringslivet, som må betale på skyhøye

[33] Se rapport 1/2022: Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak, av Isak Lekve og Idar Helle; rapport 5/2021: Framtidens industri: Ansvar og muligheter, av Idar Helle, Isak Lekve, Christian Anton Smedshaug og Roar Eilertsen; rapport 1/2021: Mot ny ACER-strid: Konsekvenser av EUs 4. energipakke, av Roar Eilertsen; og rapport 1/2019: EUs energiunion, strømprisene og industrien, av Roar Eilertsen.

strømregninger her og nå. Her har kraftkostnader tradisjonelt spilt en marginal rolle på budsjettet, men nå bidrar prisene mange steder til å snu overskudd fra underskudd (2.4).

Som kilder bruker vi offisielle regnskap, mens på strømforbruk har vi noen ganger funnet tallet i ulike offentlige kilder, noen ganger spurt direkte, og andre ganger stipulert det.

Gjennomgangen vil sammenligne driftsresultat med virksomhetenes utgifter ved ulike strømpriser. Vi har valgt følgende nivåer for sammenligningen:

- 33 øre: Dette var gjennomsnittlig spotpris for hele Norge i perioden 2010-2020.
- 70 øre: Dette er innslagspunktet for regjeringens strømstøtteordning for privatpersoner, og fremstår som den prisen som blir løftet frem som et «tak» av både regjering og andre interessenter i den offentlige debatten.
- 1 krone: Regjeringen har satset på at løsningen for strømpriskrisen skal bli fastprisavtaler for næringslivet. I skrivende stund ligger de beste av disse avtalene på rundt 1 krone om en binder seg til fem år.
- 1,86 kroner: Dette er gjennomsnittlig spotpris for Sør-Norge i 2022.
- 3,59 kroner: Dette er gjennomsnittlig spotpris for Sør-Norge i september.[34]

Sammenligningen baserer seg på spotprisen, og tar ikke med hverken merverdiavgift, elavgift eller nettleie. De reelle strømutgiftene ved alle nivåene er altså høyere.

[34] Kildene til tallene for 2022 er RME som gir ut månedlige rapporter om spotprisen, som finnes på NVE sine hjemmesider. Dette gjennomsnittet er ikke vektet etter bruk, men bare satt sammen av de 12 månedene og delt på 12. I de fleste månedene er prisen lik for hele Sør-Norge, men i juni, juli og august var det stort avvik mellom NO2 (sånn ca Rogaland og Agder) på den ene siden, og NO1 (sentrale Østland) og NO5 (Bergensregionen) på den andre siden, hvor prisene i NO2 var betydelig høyere. Da er tallene for NO1+NO5 brukt.

2.1 Hvordan vi dimensjonerer strømforbruk

Strømprisen settes i øre per kWh. Her står k for kilo som betyr tusen, W for Watt som er en betegnelse for effekt, som enkelt sagt kan forklares som et mål på energi per tidsenhet, mens h står for time. Altså er det snakk om prisen hvis vi bruker en kilowatt i en time – 3600 sekunder.

Men strømproduksjon og strømforbruket til de større aktørene betegnes sjelden i kWh. I stedet betegnes det i MWh, GWh eller TWh. Samtidig betegnes ofte produksjon av strøm bare i MW eller GW. Dette er et forvirrende landskap.

Men det har seg altså slik at kilo som nevnt er tusen. Mega på sin side er 1000 ganger 1000 (10^6), Giga er tusen ganger tusen ganger tusen (10^9) mens Tera er tusen ganger tusen ganger tusen ganger tusen (10^12). Dette er altså en språkbruk som er adoptert for at vi enkelt skal kunne sammenligne veldig store tall.

Men prisen settes altså i kWh, så sammenligningen mellom enhetene bør ta utgangspunkt i denne. Da får vi følgende oversikt over sammenhengene:

Symbol	Navn	Tall
kWh	Kilowattime	1
MWh	Megawattime	1 000
GWh	Gigawattime	1 000 000
TWh	Terawattime	1 000 000 000

Tabell 1. Dimensjonering av strømproduksjon- og forbruk.

Her kan det være litt forvirrende at MWh er betegnet som 1000, når definisjonen av Mega altså er at det er en million, men det betyr altså at det er 1000 kWh. Tilsvarende er en GWh en million kWh og en TWh en milliard kWh.

2.2 Den kraftforedlende industrien

Kraftforedlende industri defineres typisk gjennom SSB sine inndelinger som:

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

Nettoforbruk av el-kraft i den kraftforedlende industrien var 37,3 TWh i 2019, av landets totalforbruk på 126,0 TWh[35]. Den kraftforedlende industrien står med andre ord for 30 prosent av totalforbruket i Norge.

Det er totalt omlag 15-16 000 arbeidsplasser i den kraftforedlende industrien[36]. Legger en til at hver direkte arbeidsplass genererer minst 1,5 arbeidsplasser i lokalsamfunnet, representerer den kraftintensive industrien rundt 40 000 arbeidsplasser – i all hovedsak lokalisert på viktige industristeder som Finnsnes, Sørfold, Glomfjord, Mo i Rana, Mosjøen, Skogn, Orkanger, Bremanger, Sunndal, Årdal, Høyanger, Sauda, Odda, Bjølvefossen, Husnes, Karmøy, Lista, Kristiansand (Fiskaa), Herøya og Sarpsborg.

For en del av disse bedriftene, utgjør gjerne kraftkostnadene mellom 20 og 50 prosent av produksjonskostnadene, og det er derfor åpenbart at de mangedoblede strømprisene er eksistensielle for disse bedriftene.

Norsk Industri, bransjeforeningen som organiserer de fleste av bedriftene, hevder at en økning på 1 øre per kilowattime tilsvarer en årlig merkostnad for

[35] SSB: Tabell 08312 Nettoforbruk av elektrisk kraft etter forbruksgruppe

[36] Tall fra 2019.

prosessindustrien på 400 millioner.[37] 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 overskuddet eller øker underskuddet med rundt ti prosentpoeng (..) og at det er jo veldig få som har over ti prosent margin.»[38]

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. [39]

Men forskjellen på gjennomsnittlig strømpris i perioden 2010-2020 og gjennomsnittet i 2021 var altså 43 øre, og opp mot det estimerte gjennomsnittet for 2022 er det hele 153 øre. Enten vi legger Norsk Industri, Industriaksjonen eller De Factos analyser til grunn, så vil **de prisene vi har hatt siden 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.

De fleste av disse selskapene får som nevnt dekket sine utgifter ved hjelp av langsiktige fastpriskontrakter på rundt 30 øre per kilowattime. Det er likevel noen tilfeller også her som det kan være verdt å se nærmere på.

---

[37] Se https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/aktuelt/gronn-vekst-eller-kabler/

[38] 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.

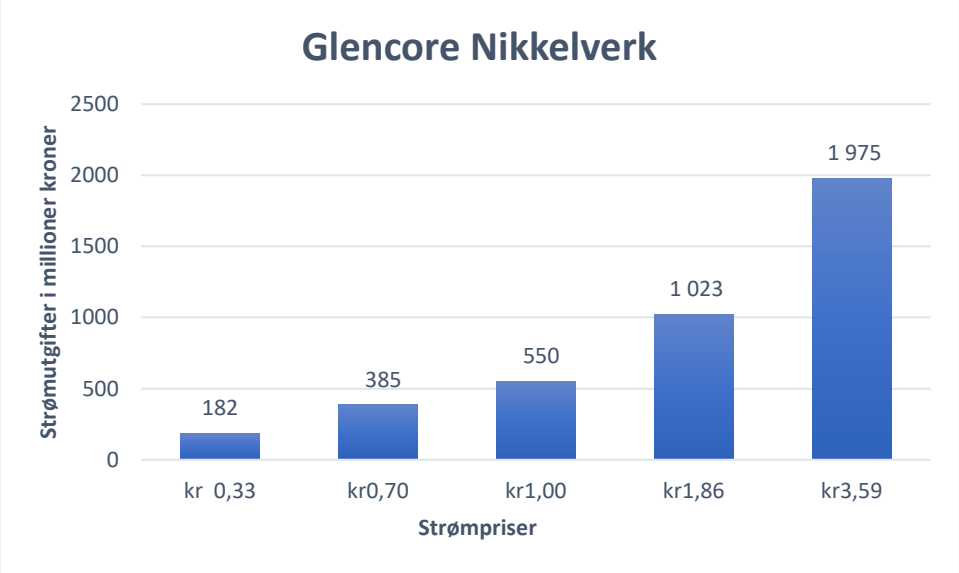
[39] Se De Facto rapport 1/2019: EUs energiunion, strømprisene og industrien, av Roar Eilertsen.

Glencore Nikkelverk AS

Glencore Nikkelverk AS er eid av det sveitsiske multinasjonale selskapet Glencore med over 190 000 ansatte i en rekke land. I Norge overtok de nikkelverket gjennom en fusjon i 2013, og eier også en manganfabrikk i Mo i Rana. Nikkelverket ble opprinnelig grunnlagt som Kristiansands Nikkelraffineringsverk av blant annet Samuel Eyde i 1910, og er dermed en av de eldste industribedriftene på Sørlandet, og med 581 ansatte, om lag 200 kontraktører og 30 lærlinger, er det også en av regionens viktigste arbeidsplasser.

Nikkelverket omsetter ganske stabilt for rundt 1,5 milliarder, og hadde et negativt driftsresultat på 75 millioner i 2021, men overskudd på henholdsvis 82 og 168 millioner i årene før. Variasjonen skyldes i stor grad de varierende prisene på metaller internasjonalt. Det gjennomsnittlige resultatet de siste fem år er 80 millioner.

Bedriften bruker etter eget utsagn 550 GWh i året. Hvis vi tar utgangspunkt i at alt dette skulle kjøpes i spotmarkedet, får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 8. Strømprisenes betydning for Glencore Nikkelverk. Kilder: Proff, Glencore.

Vi ser at selv en økning fra gjennomsnittsprisen på 33 øre til 70 øre, ville kostet om lag 200 millioner mer årlig, det vil si over det dobbelte av det

gjennomsnittlige resultatet siste fem år, og med de ekstreme strømprisene vi har sett siste året, og særlig i september, utraderes hele grunnlaget for å drive dette verket videre i Norge. Heldigvis er mesteparten av verkets strømforbruk bundet opp i langsiktige fastpriskontrakter på rundt 30 øre, men bedriften har likevel uttalt at de ekstraordinære strømprisene innebærer strømutgifter på 200 millioner mer enn budsjettert.[40]

Benteler Automotive Raufoss

Raufoss Ammunisjonsfabrikker ble opprettet av Forsvarsdepartementet i 1896 for å produsere ammunisjon til det norske forsvaret, men startet i etterkrigstiden også å produsere sivile produkter som aluminiumsdeler til bilindustrien. I 1990 ble bedriften så delprivatisert og Raufoss Automotive ble skilt ut som eget selskap, som i 1997 ble kjøpt opp av Norsk Hydro.

I 2009 ble Hydro Automotive Structures så kjøpt av det tyske familieeide konsernet Benteler Automobiltechnik, et konsern fra 1876, som i dag har mer enn 30 000 ansatte over hele verden.

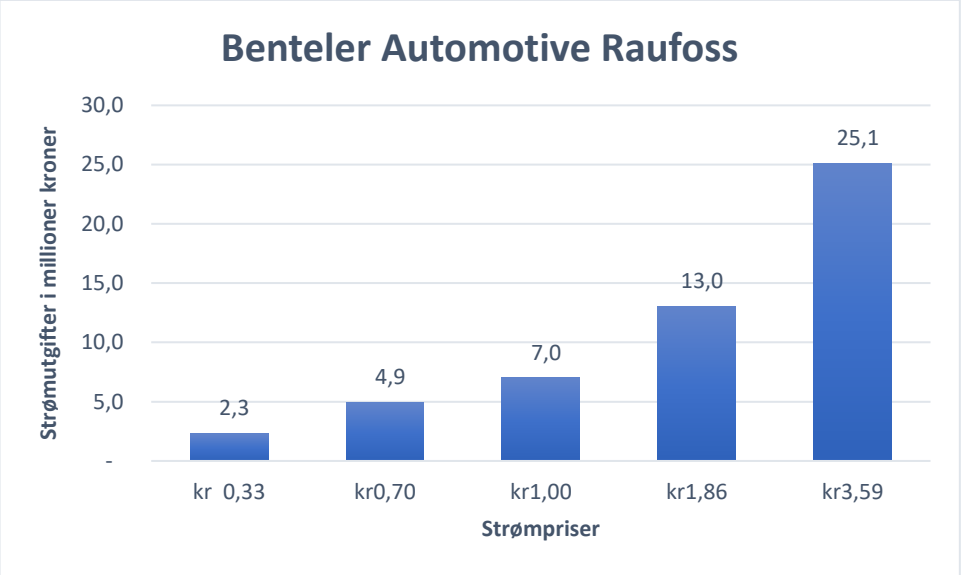
På Raufoss lages fremdeles bildeler av aluminium, og selskapet reklamerer selv med at det «teknologiske tyngdepunktet» for produksjon av aluminiumsprodukter er på Raufoss» hvor de har 484 ansatte (2021).

Omsetningen i Benteler Automotive Raufoss varierer årlig mellom 1,5 og 2 milliarder NOK, og et driftsresultat rundt 30-40 millioner.

Ifølge egne hjemmesider bruker selskapet 7 GWh årlig på strøm, og 42 GWh på propan som energi.[41] Dette kjøpes i spotmarkedet. Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:

[40] Se https://www.tv2.no/nyheter/innenriks/bedrifter-fortviler-i-ferd-med-a-bli-dramatisk/14985640/

[41] Se https://raufossindustripark.no/benteler



Figur 9. Strømprisenes betydning for Benteler Automotive Raufoss. Kilder: Proff, frifagbevegelse, Raufoss Industripark..

Vi ser altså at strømutgiftene ved vanlige priser utgjør en liten del av omsetningen, og at bedriften også ved 70 øre bør kunne klare seg greit, men at når det kommer opp i de ekstreme prisene vi har hatt i 2022 og særlig i september, så vil om lag halve driftsresultatet kunne spises opp av strømprisene. Faktisk har tillitsvalgte ved Benteler fortalt at de fikk en strømregning på 9 millioner i september, noe som tilsier at tallet på forbruk av strøm som det opplyses om på nettsiden er for lavt.[42] Det kan for eksempel skyldes at de i september brukte mer strøm enn vanlig pga de høye propanprisene. I Oppland Arbeiderblad (26. november 2022) sier de i stedet «økte kostnader knyttet til gass og energi på 50 millioner kroner hos Benteler er ikke til å leve med», så kanskje er også anslaget i frifagbevegelse basert på både utgifter til gass og

[42] Se https://frifagbevegelse.no/magasinet-for-fagorganiserte/industrien-slit-med-straumprisane-fekk-nesten-like-stor-straumrekning-i-september-som-heile-2020-6.158.911571.d384d7bbe0. Vi har kontaktet Benteler for å få oppdaterte tall, men de har til tross for flere henvendelser ikke svart annet enn at «all kommunikasjon ut må godkjennes av vår internasjonale kommunikasjonsavdeling.»

strøm. 4. september i år tok også de tyske eierne ordet i Oppland Arbeiderblad, og sa at det er «umulig å drive lønnsomt med disse prisene.»

Hydro Aluminium

I forlengelsen av Benteler, kan det være interessant å kort kommentere også Hydro Aluminium som er et annet datterselskap i Norsk Hydro-konsernet. Hydro er som kjent et av de viktigste norske industriselskapene i norsk historie, og har en stolt historie innen flere industrier.

I dag driver Hydro Aluminium fem verk, i Sunndal, i Årdal, på Karmøy, på Husnes og på Høyanger. Disse bruker mye strøm, men Hydro har også en betydelig egenproduksjon av strøm, som gjør at selskapet ikke trenger å ha større bekymringer for strømprisene. Her dukker det imidlertid opp en annen utfordring for norsk industri. Når strømprisene er som i dag, vil *alternativverdien* for Hydro av å bare selge denne strømmen direkte, være betydelig høyere enn ved å investere den i industriproduksjon. De Facto har i en tidligere rapport skrevet:

> 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 høyrere strømpriser ikke vil påvirke beslutninger om fremtidig aktivitet – også i Hydro Aluminium.[43]

Denne konklusjonen gjaldt om strømprisen kom opp i 40-50 øre. I dag er den mange ganger høyere. Sånn sett har det nok vært klokt, bedriftsøkonomisk sett, for Norsk Hydro å selge både bildelproduksjon på Raufoss, og de to

[43] Se De Facto-rapport 1/2019: EUs energiunion, strømprisene og industrien, av Roar Eilertsen, side 34.

valseverkene i Holmestrand og på Karmøy, som ble solgt i 2021. Kort sagt, også for solide industriselskaper som Norsk Hydro, kan de økte strømprisene få betydelige uforutsette konsekvenser for norsk industri.

At dette er mer enn teoretiske øvelser fikk vi et eksempel på da Elkem 19. desember 2022 meldte at de stenger ned to smelteovner, en i Thamshavn i Trøndelag, og ferrosilisiumsverket i Rana. Fordi det er mer lønnsomt for dem å videreselge strømmen de har fått på fastpriskontrakter enn å produsere selv.[44] Men også Hydro selv stengte ned deler av sin aluminiumsproduksjon høsten 2022, på Husnes og Karmøy. I børsmeldingen ble dette begrunnet med redusert etterspørsel etter aluminium i Europa, men det er trolig at de høye strømprisene og muligheten til å videreselge strøm også har spilt en rolle.[45]

2.3 Fornybarnæringene

Regjeringen lanserte sommeren 2022 det de kalte et Veikart for grønt industriløft[46]. Veikartet inneholder 100 tiltak, og det er særlig syv satsingsnæringer som trekkes frem:

- Havvind
- Hydrogen
- Batterier
- Maritim industri
- CO2-håndtering
- Skog-, tre- og bioøkonomi

[44] Se Klassekampen 20. desember 2022.

[45] Se https://newsweb.oslobors.no/message/572101 for børsmeldingen da Hydro annonserte nedstengningen 27.09.2022.

[46] Se https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/slik-skal-norge-bli-en-gronn-industrikjempe/id2920522/

- Prosessøkonomi

Av disse syv næringene vil utbyggingen av havvind åpenbart kunne ha fordel av høyere strømpriser, siden strøm nettopp er produktet det skal selge. Maritim industri og skog-, tre- og bioøkonomi vil sannsynligvis være mindre berørt. Men både hydrogen, batterier, CO2-håndtering og prosessøkonomi får svært mye vanskeligere rammevilkår av de høye strømprisene. Vi har allerede gjennomgått kraftforedlende industri, som i hovedsak overlapper med det regjeringen her kaller prosessøkonomi.[47] Vi skal se kort på mulighetene for batteriproduksjon i Norge.

Batteriproduksjon i Norge

Både Rolls-Royce, Corvus (begge i Bergen) og Siemens (i Trondheim) har allerede åpnet mindre 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.

For bare ett år siden var imidlertid batteriproduksjon i såkalte «gigafabrikker» veldig hypet i norsk presse. Sintef har beregnet at det globale battericellemarkedet alene vil være verdt 900 milliarder NOK per år i 2040. Sintef beregner at verdiskaping knyttet til batterier kan stige fra om lag 800

[47] Disse navnene benyttes i hovedsak overlappende. SSB bruker betegnelsen kraftintensiv industri. I denne rapporten benyttes likevel begrepet kraftforedlende for å understreke både avhengigheten til kraften, men også foredlingsdimensjonen. Sånn sett opplever rapportforfatter at navnet ganske enkelt bedre representerer innholdet i hva industrien gjør. I tillegg kommer begrepet prosessindustri, som altså regjeringen bruker, og som ofte blandes sammen med de ulike betegnelsene 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 framtidas industrinæringer. Del av Manifest Tankesmies «Grønn Industri 21»-prosjekt. Side 10.

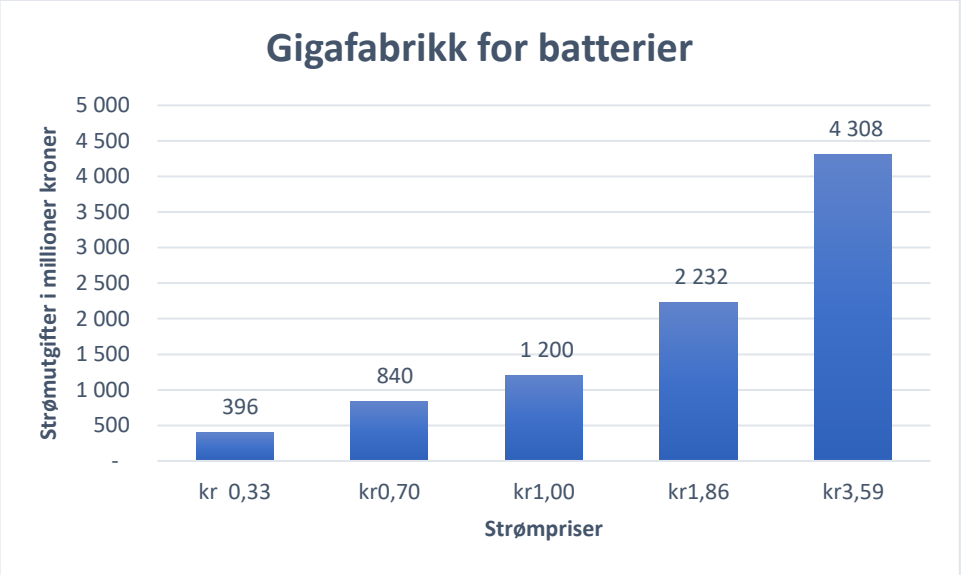
millioner NOK i 2019, til 10 milliarder NOK i 2030 og videre til 50 milliarder NOK i 2050. Eksportandelen vil etter disse estimatene øke fra 200 millioner NOK i 2019, til 7 milliarder NOK i 2030 og 40 milliarder NOK i 2050, mens arbeidsplassanslagene går fra rundt 100 i 2019, til 7000 i 2030 og 15 000 i 2050. NHO har på sin side estimert et omsetningspotensial på 9 milliarder NOK i året i 2030 og 18 milliarder NOK i året i 2050 om en lykkes med battericelleproduksjon i Norge.[48] Og i en felles rapport med LO, skriver NHO at de tror på mellom 14 000 og 30 000 batterijobber i Norge. Denne siste rapporten er så ny som fra mai 2021.[49]

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

En slik gigafabrikk som disse aktørene planla, ville ha et estimert energibehov på 1,2-1,3 TWh i året. Om dette skulle kjøpes i spotmarkedet, ville vi få følgende kostnadsutvikling med de nye strømprisene:

[48] Se De Facto/Manifest-rapporten «Grønn skipsfart» fra 2020, skrevet av Isak Lekve, for en oversikt over de ulike anslagene knyttet til batteriproduksjon.

[49] Se rapporten «Industriell satsing på batterier i Norge», tilgjengelig digitalt https://www.nho.no/tema/energi-miljo-og-klima/artikler/batterier-kan-bli-det-neste-store-norske-industrieventyret/



Figur 10. Strømprisenes estimerte betydning for gigafabrikk for batteriproduksjon.

Vi ser altså at de forventede strømprisene øker fra om lag 400 millioner kroner i året med normal strømpris, til over to milliarder med den strømprisen vi har hatt i gjennomsnitt i 2022. Morrow Batteries ber nå om statlige garantier for å gå videre med sine planer.

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.

I stedet blir det planlagt batterifabrikker i våre naboland. Den 21. januar 2022, annonserte den britiske regjeringen at de vil investere £100 millioner i oppstartsselskapet Britishvolts foreslåtte «gigafabrikk» for bilbatterier.[50]

[50] https://www.britishvolt.com/news/britishvolt-powers-ahead-with-plans-to-build-transformational-uk-battery-gigaplant-to-meet-ev-demand/

Fabrikken skulle etter planen skape 3000 arbeidsplasser i selve fabrikken, i tillegg til over 5000 arbeidsplasser i indirekte roller i distribusjonskjeder og lignende, og skulle slik kunne produsere nok celler hvert år for 300 000 elektriske batteripakker.

Det mest interessante fra et norsk perspektiv, var likevel plasseringen av fabrikken. Den skulle legges til Cambois, i Northumberland i nordøst-England. Dette er tilfeldigvis *akkurat* der strømkabelen North Sea Link kommer i land. Slik kan fabrikken skryte av at den drives på 100 prosent fornybar energi, som i stor grad leveres fra Norge.[51]

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.[52]

En aktør fortsetter imidlertid med sine planer i Norge. 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 blant annet maritim sektor, bilindustrien og energilagring. Til sammen skal også dette kunne skape 2 500 arbeidsplasser direkte. Mo i Rana ligger i prisområdet NO4 i Nord-Norge, som ikke har vært like påvirket av strømprisene som i Sør-Norge, og derfor kan det fremdeles forventes lønnsomhet for batterifabrikker her. Og 11. januar 2023 annonserte nyetableringen Elinor Batteries at de ønsker å etablere en gigafabrikk

[51] Mot slutten av skrivingen av denne rapporten, meldte imidlertid Dagens Næringsliv 17. januar 2023 at Britishvolt er begjært konkurs, se https://www.dn.no/energi/britisk-batterisatsing-konkurs/2-1-1389375.

[52] Se https://www.nrk.no/nordland/gigantiske-batterifabrikker-i-europa-skal-drives-av-norsk-strom-1.15895097

med 2500 arbeidsplasser i Orkland i Trøndelag, altså i prisområde NO3 som heller ikke har vært like sterkt preget av strømpriskrisen.[53]

Det samme bildet avtegner seg på karbonfangst, og -lagring,[54] og hydrogen/ammoniakk. Grønt hydrogen, som er den politisk minst kontroversielle formen for hydrogen, utvinnes nettopp gjennom å bruke elektrisitet til å spalte vann i hydrogen og oksygen i en prosess som kalles elektrolyse. 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, 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 CO2-håntering 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.

Det er illustrerende for situasjonen at da statsminister Jonas Gahr Støre 30. november 2022 besøkte en fabrikk som skal bruke norsk gass til å utvikle

---

[53] Se https://www.nrk.no/trondelag/skal-bygge-elinor-batteries-i-orkland-i-trondelag-1.16252915

[54] 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.

hydrogen for fremtidens grønne skifte, så besøkte han Siemens Energys turbinfabrikk i Berlin.[55]

Det er altså ikke bare eksisterende kraftforedlende industri som rammes av høye strømpriser. **Både batterier, hydrogen/ammoniakk og karbonfangst- og lagring fremheves stadig som viktige fremtidsnæringer for Norge. Alle tre vil de være helt avhengig av tilgang på ren og rimelig kraft.**

Regjeringens veikart for et grønt industriløft har møtt en skikkelig veisperring – de nye strømprisene.

[55] Se TV2 30. november 2022.

2.4 Utvalgt næringsliv

La oss nå vende blikket mot hvordan resten av næringslivet rammes av strømpriskrisen.

Norsk næringsliv består av om lag 629 953 virksomheter.[56] Av disse har 90 prosent enten ingen eller under ti ansatte, og bare 0,5 prosent har over 100 ansatte. I privat sektor, jobber om lag 60 prosent av arbeidstakerne i bedrifter med under 100 ansatte.

Disse bedriftene, helt vanlige bedrifter i alle deler av næringslivet, har druknet litt i debatten om strømpriskrisen, men ved å synliggjøre et utvalg av dem her, håper vi å bidra til å utvide forståelsen av hvem det er som rammes av strømpriskrisen.

Utvalgets formål er derfor først og fremst å illustrere bredde, og vi har valgt ett glassverk, et hotell, en solcelleprodusent, et gartneri, to slakteri, et bakeri og tre offentlige museumsklynger.

Hadeland Glassverk

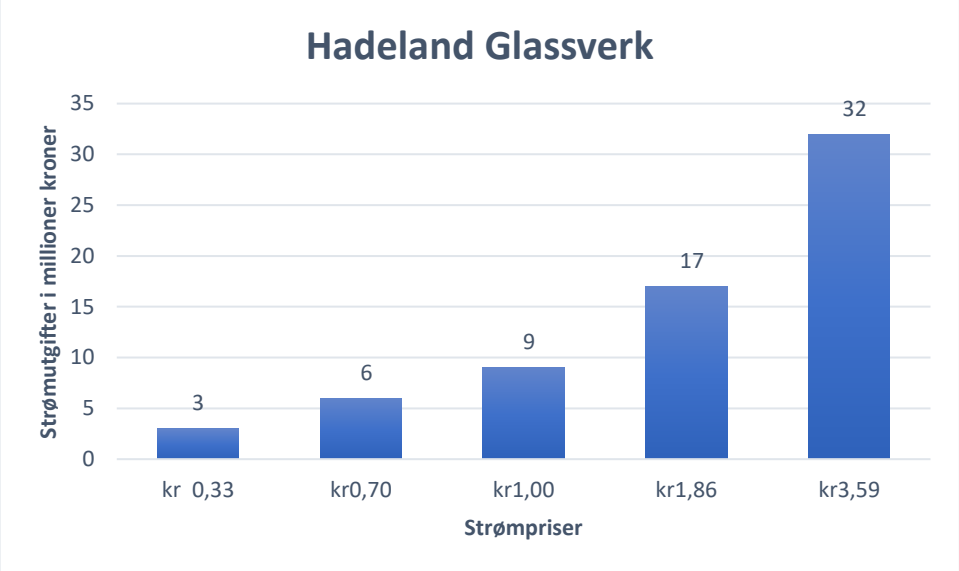
Hadeland Glassverk er et glassverk på Jevnaker, som ble grunnlagt allerede i 1762, og er dermed Norges eldste industribedrift med kontinuerlig drift. Selskapet har ifølge offisielle tall for 2021 178 ansatte, men varslet selv i desember 2022 at de har 125 ansatte. Disse produserer en rekke ulike produkter i glass, som vinglass, fat, lysestaker, lykter, figurer, vaser, boller og mye mer.

Selskapet er et heleid aksjeselskap i konsernet 3 Norske, som igjen eies av forretningsmannen Atle Brynestad.

[56] Tall fra SSB. Se https://www.ssb.no/virksomheter-foretak-og-regnskap/virksomheter-og-foretak/statistikk/virksomheter

Glassverket har hatt en kraftig økning i omsetning de siste årene, fra rundt 100 millioner i 2017 og 2018, til 222 millioner i 2021. Resultatet har variert mellom 16 millioner i underskudd i 2019 til 10 millioner i overskudd i 2020. Det gjennomsnittlige resultatet de siste fem år er om lag minus 2 millioner.

Bedriften bruker etter eget utsagn 9 GWh i året.[57] Hvis vi tar utgangspunkt i at alt dette skulle kjøpes i spotmarkedet, får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 11. Strømprisenes betydning for Hadeland Glassverk. Kilder: Proff, Hadeland Glassverk, ABC-nyheter..

Vi ser at selv en økning fra gjennomsnittsprisen på 33 øre til 70 øre, ville kostet om lag 3 millioner mer årlig, og at en fastpriskontrakt på rundt en krone, ville utradert nesten hele overskuddet i toppåret 2020. Med en gjennomsnittspris på 1,86 øre, slik vi har hatt i 2022, utraderes hele grunnlaget for driften. Dette har også glassverket tatt konsekvensen av, og i begynnelsen av desember varslet de at de permitterte 65 av de 125 ansatte.

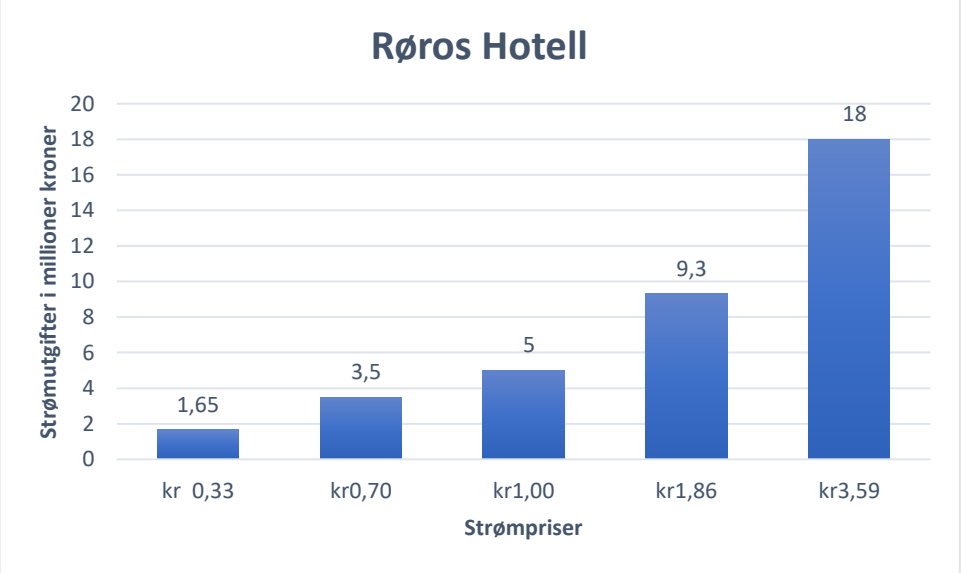
[57] Se https://www.abcnyheter.no/nyheter/norge/2022/11/17/195885103/hadeland-glassverk-unngar-permitteringer

Røros Hotellgruppen

Røros Hotell AS er en hotellgruppe i bergstaden som i dag driver tre hoteller og en kafé på Røros. Selve Røros Hotell ble etablert i 1951, og etter å ha vært tilknyttet ulike kjedehoteller, er det fra 2009 et selvstendig hotell som i dag er eid om lag 60 prosent av den Bærumsbaserte hotelleieren Marit Lorck Strøm, og 40 prosent av det lokale Røros Invest AS. Gruppen har 176 ansatte (2021).

Hotellgruppen har hatt en gjennomsnittlig omsetning på rundt 100 millioner, med et driftsresultat som stort sett går omtrent i null, med positive år i 2017, 2018 og 2020, og negative i 2019 og 2021. Det beste året var 2017 med resultat på 1,6 millioner.

Hotellet bruker etter eget utsagn 5 GWh i året, som de frem til september 2022 fikk gjennom en fastprisavtale på 48 øre.[58] Nå kjøper de imidlertid strømmen i markedet. Hvis vi tar utgangspunkt i at alt dette skulle kjøpes i spotmarkedet, får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 12. Strømprisenes betydning for Røros hotellgruppen. Kilder: Proff, VG.

[58] Se https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/onM7pK/reiselivet-rammes-av-skyhoeye-stroempriser

Vi ser at selv en økning fra gjennomsnittsprisen på 33 øre til 70 øre, ville kostet om lag 2 millioner mer årlig. Differansen mellom den gamle fastprisavtalen på 48 øre og de beste nye på rundt en krone, tilsvarer om lag 2,5 millioner ekstra i strømutgifter. Med en gjennomsnittspris på 1,86 øre, slik vi har hatt i 2022, økes utgiftene med nesten 8 millioner, som er langt over resultatet i det beste året. Hotellet vil nok kunne drive videre, men det har skrudd av varmen i utebassenget, og begrenset åpningstidene i badstuen i hotellets spaavdeling.

Rec Solar

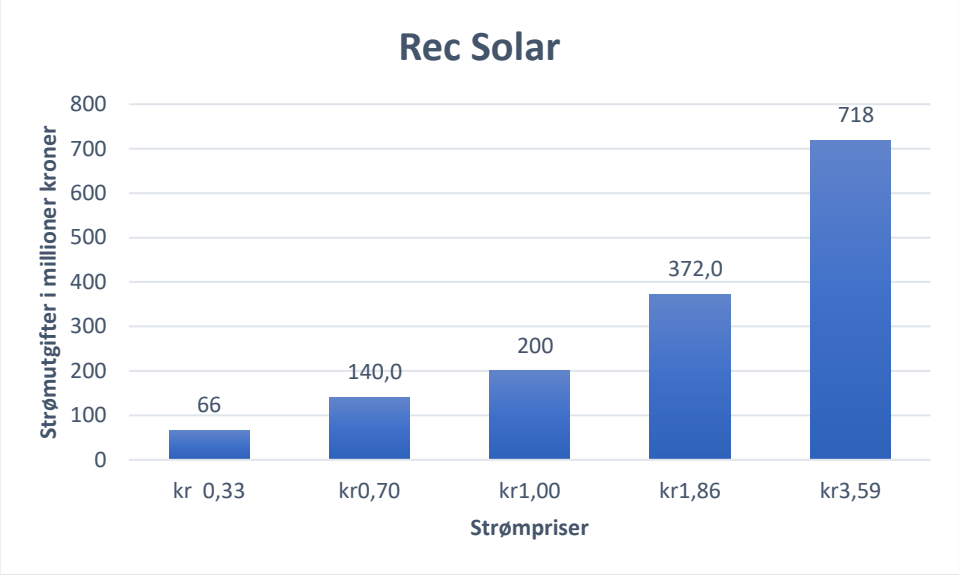
Rec Solar er et norsk industriselskap som produserer silisium for bruk i solcellepaneler gjennom en egenutviklet metode som bruker omtrent 25 prosent av energien til tilsvarende produksjonsprosesser. Noe som dermed gjør det til verdens mest miljøvennlige silisiumsproduksjon.

Selskapet ble etablert i 1996, men har siden gått gjennom en rekke omstruktureringer, oppkjøp og lignende, og dagens selskap er et resultat av en fusjon mellom det tidligere Rec Solar Norway AS og Elkem Solar i 2018, og etter noen år hos det kinesiske statsselskapet Bluestar, ble de i fjor kjøpt opp av indiske Reliance Industries. Elkem er også selv et tradisjonsrikt norsk industriselskap, og anlegget ved Fiskå i Kristiansand har hatt kraftforedlende industri i mer enn hundre år.

Selskapet har ifølge offisielle tall for 2021 178 ansatte i Kristiansand, og 50 ansatte på Herøya i Porsgrunn.

Rec Solar har hatt en svært varierende omsetning de siste fem årene, fra over en milliard i 2017, til 240 millioner i 2020 og opp igjen til nesten 600 millioner i 2021. Likevel har driftsresultatet gjennomgående vært negativt, og i 2021 var det på hele 2,3 milliarder i minus.

Hvis en leser en tidligere Enova-søknad fra bedriften, kan en stipulere at bedriften ville bruke om lag 250 GWh ved full produksjon.[59] Da De Facto kontaktet tillitsvalgte ved bedriften, fikk vi imidlertid svar at den bruker «rundt 200 GWh», så vi vil i det følgende ta utgangspunkt i det. Som det allerede har vært grundig beskrevet i norsk presse,[60] så har Rec ikke noen fastprisavtale på strøm, og vi kan derfor ta utgangspunkt i at alt kjøpes på spotmarkedet. Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 13. Strømprisenes betydning for REC Solar. Kilder: Proff, Enova, E24, tillitsvalgt ved bedriften.

Rec Solar hadde allerede store utfordringer med lønnsomheten, men vi ser at en økning i strømprisene fra tidligere normalpriser til det nye fastprisnivået, innebærer en økning på nesten 134 millioner. Og de ekstreme strømprisene vi har hatt i 2022 vil tilsvare ytterligere 170 millioner i utgifter til en total strømkostnad på 372 millioner – før elavgift, nettleie og merverdiavgift. I august

[59] Se https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/ny-ess-prosess-basert-pa-wafer-fineskerf-som-ravare/

[60] Se for eksempel https://e24.no/naeringsliv/i/qWz8ww/rec-solar-takket-nei-til-gunstig-fastprisavtale

tok også de indiske eierne konsekvensen av situasjonen, og besluttet å permittere samtlige ansatte på grunn av de høye og uforutsigbare strømprisene. I skrivende stund er det usikkert hvorvidt bedriften vil starte opp igjen, men permitteringene varer til uke 9 i 2023, det vil si ikke lenge etter at den regjeringsoppnevnte energikommisjonen skal levere sine konklusjoner.

Drivstua Gartneri

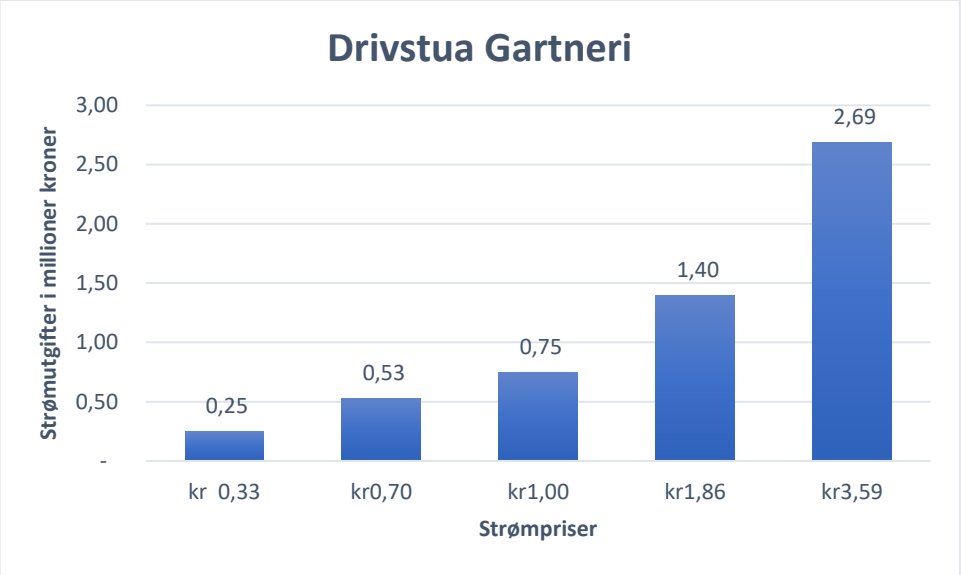
Drivstua Gartneri er en Interflora blomsterbutikk i Trondheim som selger og leverer blomster i Trondheim og omegn. Blomstene kommer både fra eget gartneri, lokale produsenter og fra eksportører i utlandet. Drivhuset er på 2400 kvadratmeter, og dyrker blant annet liljer, azalea, hortensia og julestjerner.

Gartneriet er en familiebedrift i tredje generasjon, og har 32 ansatte (2021) fordelt på 16 årsverk.

Drivstua Gartneri har hatt en omsetning mellom 20 og 30 millioner de siste fem årene, med 27 millioner både i 2020 og 2021. Driftsresultatet har variert mellom 305 000 til 2,3 millioner, men ligger i gjennomsnitt på rundt en million.

Bedriften bruker om lag 750 000 kWh strøm i året på vekstlamper og oppvarming.[61] Ettersom bedriften er lokalisert i Trondheim i strømsone NO3 så har ikke strømpriskrisen vært en utfordring for bedriften helt nylig, og den har handlet strømmen i spotmarkedet. Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:

[61] Se Klassekampen 15. desember 2022.



Figur 14. Strømprisenes betydning for Drivstua gartneri. Kilder: Proff, Klassekampen.

Vi ser at en økning i strømprisene fra normalnivå til 70 øre vil spise hele overskuddet i dårlige år, og omtrent en tredjedel av det gjennomsnittlige overskuddet. En strømpris som den vi har hatt i gjennomsnitt i Sør-Norge i 2022, vil utradere hele det gjennomsnittlige overskuddet og enda litt til. Drivstua gartneri er et helt vanlig gartneri, men deres utfordringer om strømpriskrisen skulle innevarsle en ny normal, viser at bransjen vil kunne få store problemer i årene fremover, eller i hvert fall være avhengig av å øke prisene betydelig for å opprettholde overskuddet. I 2021 så vi for eksempel at flere gartnerier måtte stoppe produksjonen, og kaste blomstene, slik som gartner Vebjørn Sørby som kastet tusenvis av julestjerner.[62] Disse utfordringene gjelder alle norske gartnerier og produsenter av blomster, agurker, salater, tomater, krydderplanter og annet som er avhengig av lys og oppvarming i drivhus.

[62] Se https://www.nrk.no/osloogviken/stromregninga-til-gartner-ble-3-millioner-dyrere-_-ma-kaste-flere-tusen-julestjerner-1.15753525

Reppens Bakeri

Reppens Bakeri AS er et lompebakeri i Flekkefjord på Sørlandet som produserer potetkaker, lomper, potetflatbrød og potetlefser. Det viktigste produktet er Lisbets Eventyrlige Potetkaker som leverer til rundt 350 butikker i Agder, Rogaland og Oslo.

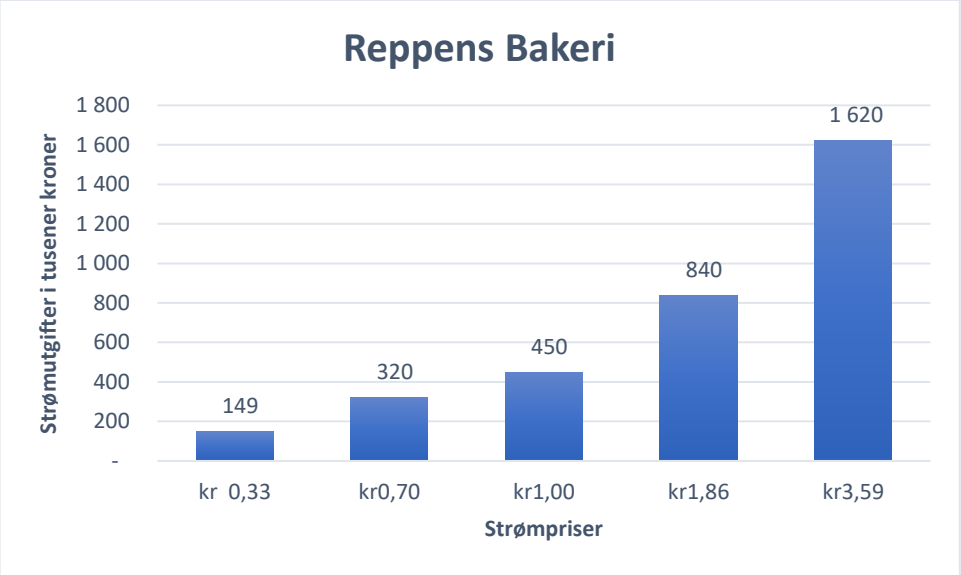
Bakeriet ble etablert i kjelleren til Sonja Reppen i 1962, og det er hennes sønn Leif Reppen og hans kone Lisbet Reppen som har drevet bakeriet siden 1990-tallet. I 2020 kom investeringsselskapet Munsj inn på eiersiden med målsetning om å produsere lomper med smak av blant annet chili og løk.

Bakeriet har 24 (2021) ansatte fordelt på 14 årsverk.

Reppens Bakeri har hatt en økende omsetning de siste fem årene. Fra 7,5 million i 2017, til 11,8 i 2021. Driftsresultatet har gått omtrent i null i både 2017 og 2021, og har variert mellom 200 000 og 400 000 i 2018, 2019 og 2020.

Bedriften bruker om lag 450 000 kWh strøm i året på produksjonen, som de kjøper på spotmarkedet.[63] Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:

[63] Se https://www.nettavisen.no/okonomi/lompebakeri-frykter-de-skyhoye-stromprisene-da-er-det-kroken-pa-doren/s/12-95-3424293278



Figur 15. Strømprisenes betydning for Reppens Bakeri. Kilder: Proff, Nettavisen, Reppens Bakeri.

Vi ser at strømregningen i år styrer mot 840 000 før mva, elavgift og nettleie, og at selv en fastpris på rundt en krone eller 70 øre vil spise opp store deler av det gjennomsnittlige overskuddet for bedriften. Bedriften har tatt konsekvensen av dette ved å si opp en fulltidsansatt i sommer, og eierne signaliserte i lokalavisen Agder den 16. september at de planlegger å selge bakeriet, og at noen av interessentene akter å flytte merkevaren ut av Flekkefjord.

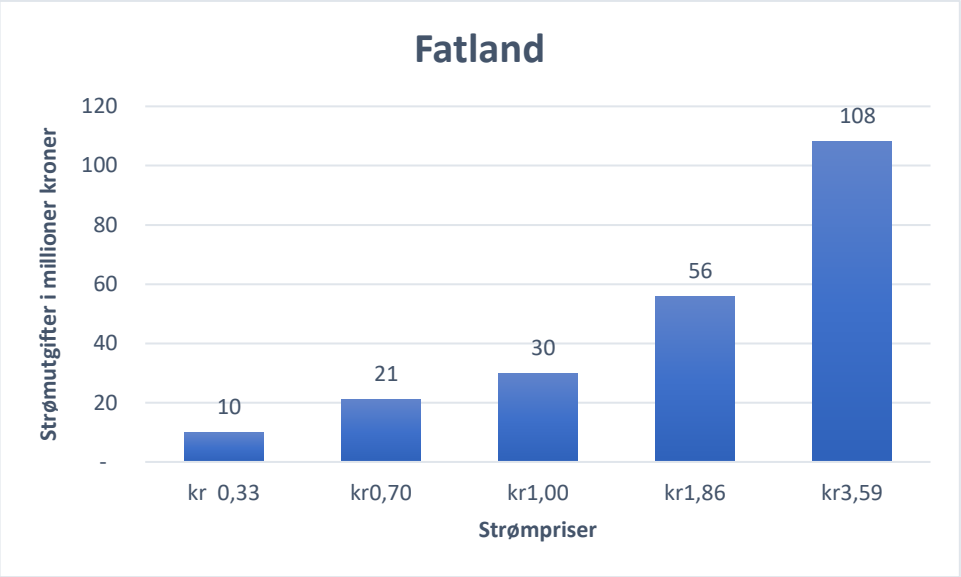
Fatland AS

Fatland er en 130 år gammel familiebedrift, etablert i 1892 i Vikedal, og landets største privateide slakteri med slakterier i Ølen, Oslo, Sandefjord og på Hommersåk i Sandnes.

Selskapet slakter om lag 300 000 griser årlig, og slakter med det rundt 20 prosent av alt kjøtt som spises i Norge. Konsernet har 731 ansatte (2021), og ifølge egne nettsider jobber 570 av disse direkte med slakting.

Konsernet som helhet har en omsetning på mellom 5,5 og 6 milliarder, med 5,9 milliarder i 2021, og et driftsresultat på 224 millioner i 2021 og 231 millioner i 2020.

Fatland sier at de bruker omtrent 30 GWh i året totalt i hele konsernet. Ettersom slakteriene ligger i Sør-Norge, og kjøpes i spotmarkedet, får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 16. Strømprisenes betydning for Fatland. Kilder: Proff, Fatland.

Vi ser at dette er et solid selskap med godt driftsresultat. Likevel er det slik at en gjennomsnittlig strømpris som den i 2022 i seg selv spiser en firedel av resultatet, og de mer ekstreme prisene som de vi har hatt i september, vil om de får fortsette kunne ta omtrent halve overskuddet.

Gudbrandsdal Slakteri

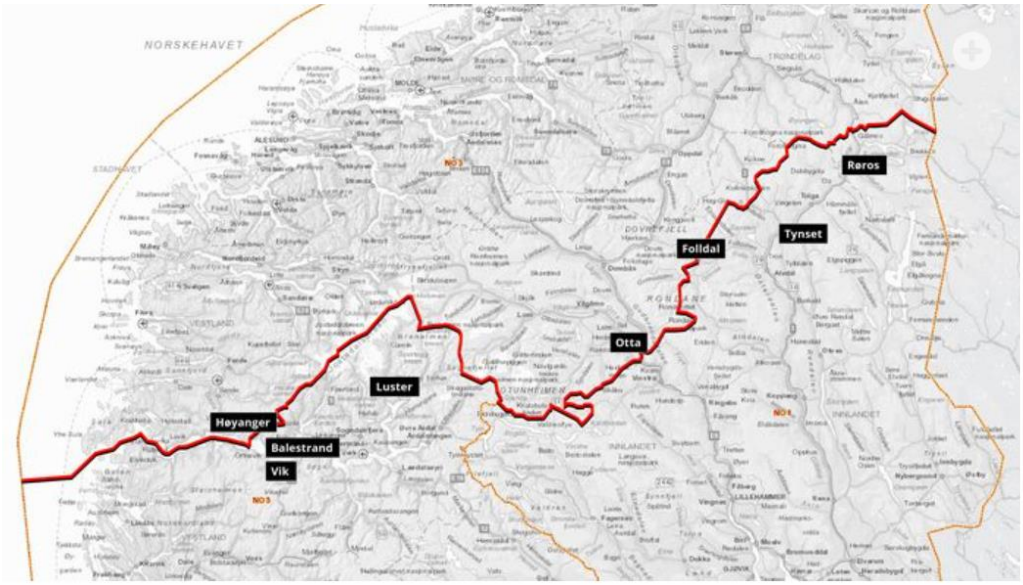
5. desember 2019 bestemte Nortura seg for å legge ned slakteriet på Otta i Sel kommune i Gudbrandsdalen. Som en direkte konsekvens av dette, jobbet bønder, lokalt næringsliv og de fire kommunene Sel, Vågå, Nord Fron og Lom sammen for å få etablert et nytt slakteri på Otta.

I løpet av 2021 ble det klart at Grillstad og Jæder kom inn på eiersiden, i tillegg til andre lokale aktører og de fire kommunene. Kommunene har bevilget totalt om lag 50 millioner av en kostnadsramme på 300 millioner for å realisere prosjektet.

Det nye slakteriet skal lokaliseres på Sandbumoen sør for Otta. Selve slakteriet blir på 7000 kvadratmeter. Her vil det få levering fra 500 gårdbrukere, og har som målsetning å få inn 16 000 storfe og 50 000 småfe i året.

For dette trengs det fra dag en 65-90 ansatte, og i tillegg til slakt og skjæring, skal det produseres biff og stykningsdeler, hamburgere og kjøttdeig og spekemat for Grillstad. Også slakt av rein kan bli aktuelt.

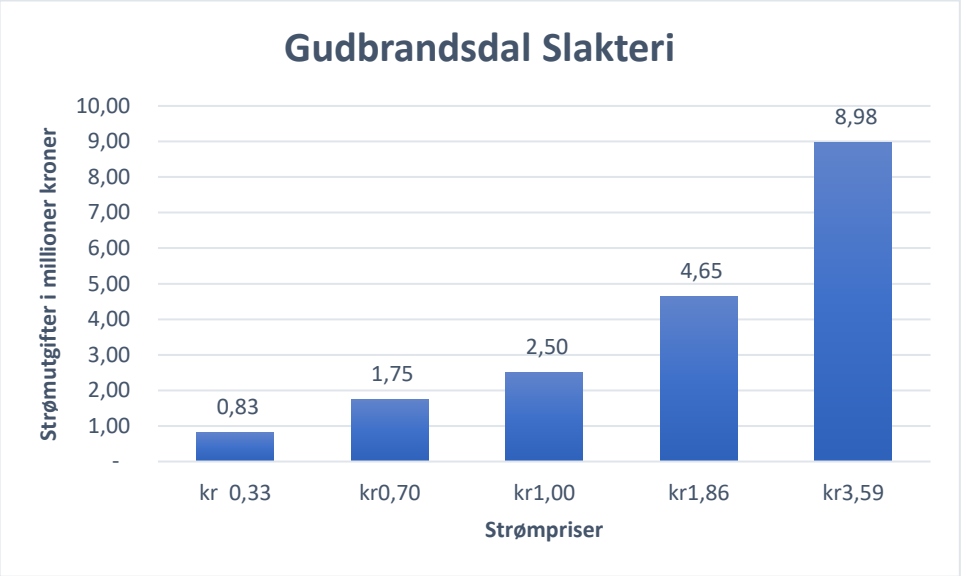
Slakteriet anslår at de vil bruke om lag 2,5 GWh med strøm.[64] Ettersom tomten ligger på Sandbumoen, betyr det at den ligger bare noen hundre meter fra grensen mellom NO1 og NO3, og altså den viktige grensen mellom to helt ulike prisområder. Dessverre for slakteriet, er tomten deres på feil side av grensen, og de må kjøpe i spotmarkedet i NO1.



Figur 17. Grensen mellom NO1 og NO5 i sør og NO3 i Midt-Norge.

[64] Se Gudbrandsdølen Dagningen, 23. september.

Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 18. Strømprisenes betydning for mulig nytt slakteri i Gudbrandsdalen. Kilder: Gudbrandsdølen Dagningen, Gudbrandsdal Slakteri..

Vi ser at strømprisene er gått fra å være en nesten ubetydelig utgiftspost i planleggingen av slakteriet med gjennomsnittspris på 33 øre, til å potensielt bli en svært viktig post. Ikke minst vil deres konkurransesituasjon mot et slakteri noen hundre meter lengre nord, være svært vanskelig.

Denne situasjonen er ikke unik for dette slakteriet. Både store aktører som Nortura, og mindre som Røros Slakteri[65], Jens Eide i Lillesand[66], Svindland AS i Flekkefjord[67], Slakter Abrahamsen i Larvik[68] og en rekke andre rapporterer om

[65] Se https://fjell-ljom.no/gir-enorme-ringvirkninger/19.4580

[66] Se https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/Orwv0E/faar-stroemregning-paa-over-700-000-kroner-overhodet-ikke-noe-sunt-naeringsliv

[67] Se https://kjottbransjen.no/vil-tape-bade-kontrakter-og-arbeidsplasser/

[68] Se https://e24.no/naeringsliv/i/Llo6yP/stroemprisen-bikker-syv-kroner-maa-snart-vurdere-aa-produsere-paa-natten

store utfordringer med strømprisene. I Moss har Ertnes Kjøtt AS etter over tretti år, stoppet produksjonen fra 1. august 2022, syv ansatte mistet jobben.[69]

I skrivende stund er byggestart for Gudbrandsdalen Slakteri, som egentlig skulle være sommeren 2022, utsatt enda en gang.

Museum

Også offentlige institusjoner rammes av strømpriskrisen, derfor tar vi mot slutten også med en samling offentlige museer i Bergen.

Museum Vest er en samling av åtte museer i og rundt Bergen. Det er Det Hanseatiske Museum og Schøtstuene, Norges Fiskerimuseum, Bergen Sjøfartsmuseum, Kystmuseet i Øygarden, Nordsjøfartmuseet, Herdla Museum, Fjell Festning og Bjørn West Museet. Her jobber det totalt 125 personer, fordelt på 57 årsverk.

Bymuseet i Bergen har ansvar for Gamle Bergen Museum (en rekke trehus som ble flyttet og samlokalisert i Sandviken nord for Bergen sentrum), Håkonshallen, Rosenkrantztårnet, Bryggens Museum, Holbergmuseet, Lepramuseet, Damsgård Hovedgård, Alvøen Hovedbygning og Hordamuseet. Her jobber det totalt 123 personer.

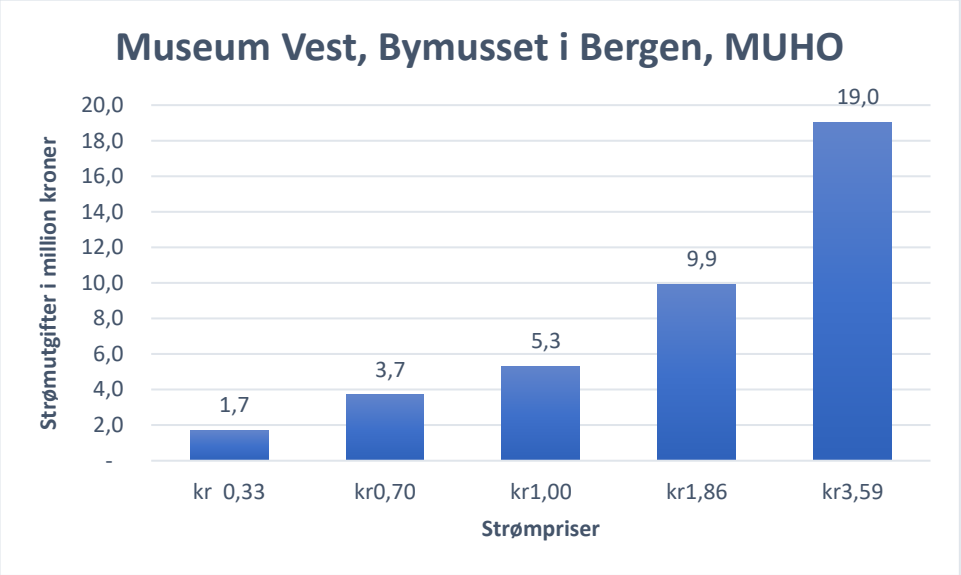
MUHO er en forkortelse for Museumssenteret i Hordaland, og har ansvaret for Bevaringstjenestene, Lyngheisenteret, Vestnorsk Utvandringssenter, Tekstilindustrimuseet, Osterøy Museum og Havrå. Disse ligger i Bergen, Osterøy, Lygra, Radøy og Salhus. De har 63 ansatte.

Totalt forvalter de 289 bygg med 52 000 kvadratmeter, 166 000 gjenstander og over 23 000 foto. Alle tre er organisert som selveiende stiftelser, og ettersom de i stor grad lever av offentlige bevilgninger, går de stort sett i null økonomisk.

[69] Se https://kjottbransjen.no/ertnes-har-lagt-ned-produksjonen-i-moss/

Museum Vest har en årlig omsetning på mellom 50 og 80 millioner, Bymuseet i Bergen ligger mellom 60 og 80 millioner, mens MUHO ligger rundt 40 millioner. Totalt litt i underkant av 200 millioner altså.

Til sammen bruker de 5,3 GWh strøm som de kjøper i spotmarkedet i NO5.[70] Dermed får vi følgende oversikt over strømutgifter ved ulike strømpriser:



Figur 19. Strømprisenes betydning for offentlige museum i Bergen. Kilder: Dagbladet, stadansvarlig på Fjell festning.

Vi ser altså at med gjennomsnittsprisen for 2022, så vil strømkostnadene utgjøre om lag fem prosent av omsetningen, mens den ekstremt høye prisen i september, ville gitt strømkostnader på rundt 10 prosent av omsetningen. Fjell Festning alene bruker om lag 500 000 på strømutgifter i 2022, dette av en omsetning på om lag 3 millioner.[71] Museene har svart på situasjonen ved å stenge en rekke museumsanlegg på ubestemt tid.

[70] Se https://bergen.dagbladet.no/nyheter/kan-stenges-pa-ubestemt-tid/77087087

[71] Tallene kommer fra stadsansvarlig på Fjell Festning.

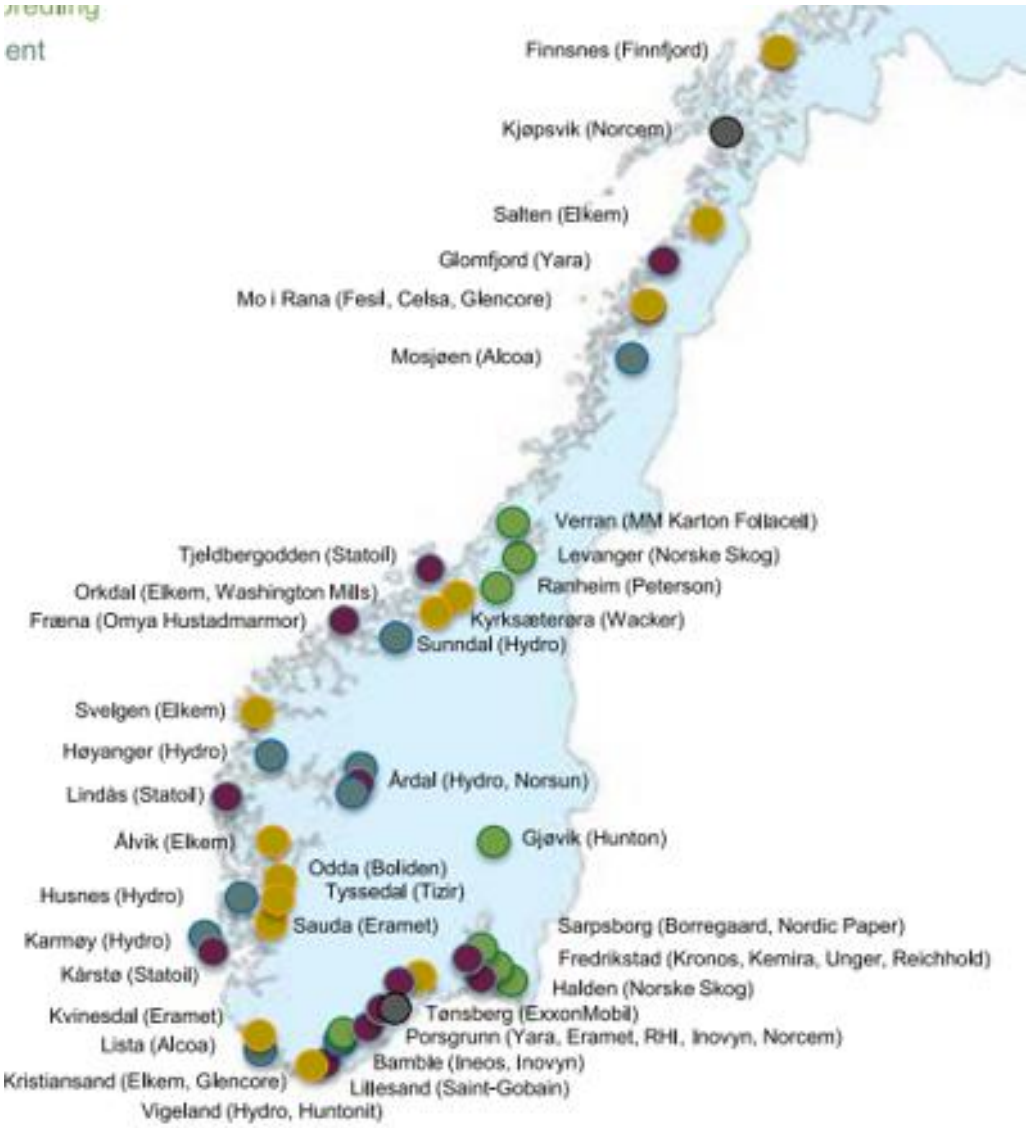
3. Makrotall og hva som står på spill

Vi ser at strømpriskrisen har betydelig innflytelse på en rekke virksomheter i en lang rekke ulike bransjer.

Den kraftforedlende industrien eksporterer for 200 milliarder. Dette er over halvparten av den totale norske eksporten av det vi kan kalle tradisjonelle industriprodukter,[72] 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.

[72] Se Idar Helle, Isak Lekve, Christian Anton Smedshaug og Roar Eilertsen: *Framtidens industri. Ansvar og muligheter.* De Facto Kunnskapssenter for fagorganiserte. Rapport 5:2021



Figur 20. Geografisk oversikt over norsk industri.

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. På Sunndalsøra sysselsetter eksempelvis Hydro 700 av en total befolkning på 4000, i en kommune med 7000 innbyggere. Det sier seg selv at Sunndalsøra 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 konkurransekraften 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 konkurransekraften 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. Dette estimatet er altså ikke for arbeidsplasser som kan gå tapt, men arbeidsplasser som kan skapes + arbeidsplasser som kan «styrke» sin konkurransekraft + ringvirkninger.

Så må også klimaeffekten nevnes. Vi har vist at høyere strømpriser vil gjøre produksjon av produkter som hydrogen og batterier vanskeligere i Norge. Men også norsk metallproduksjon bør omtales under klima. For produkter produsert i Norge innen den kraftforedlende industrien, har mye lavere CO2-avtrykk enn tilsvarende produkter produsert andre steder. Så lenge norsk kraft i hovedsak er produsert med lave CO2-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 CO2-ekvivalenter, noe som utgjør om lag 18 % av Norges totale utslipp.[73] Industrien har selv en målsetning om nullutslipp i 2050. **I et globalt**

[73] 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.[74]

Et eksempel som illustrerer det siste poenget, er at aluminium produsert i Norge vil ha klimaavtrykk på under 3,5 tonn CO2 per tonn aluminium, mens produksjon i Kina basert på kullkraft vil ha et avtrykk nærmere 20 tonn CO2 per tonn aluminium.[75] Det globale gjennomsnittet er 16 tonn.[76] Aluminiumsproduksjon i Norge slipper altså ut under 20 % sammenlignet med utslippene knyttet til produksjon internasjonalt.

Til nå i kapittelet har vi altså skrevet om konsekvenser for kraftforedlende industri og grønn industri. Men konsekvensene berører jo hele næringslivet på en måte som det foreløpig er vanskelig å beregne. Vi vet ikke hvor mange selskaper som vil gå under som følge av strømprisene, men det er meldt om sterk økning i antall konkurser mot slutten av 2022.[77]

Søknadstallene til regjeringens strømstøtteordning kan si oss noe om omfanget av krisen. Det var 3186 bedrifter som søkte på denne, men næringsminister Jan Christian Vestre mente at om lag 20 000 bedrifter ville være i målgruppen for

[74] Se rapporten «Grønn konkurransekraft» fra Elektroforum, levert til regjeringens ekspertutvalg for grønn konkurransekraft. https://www.gronnkonkurransekraft.no/nyheter/elektrobransjens-innspill-om-gronn-konkurransekraft/ side 38

[75] Se rapporten "Veikart for prosessindustrien" fra 2016. https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf Side 14.

[76] Se rapporten "Veikart for prosessindustrien" fra 2016. https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf Side 36

[77] Se feks https://direkte.vg.no/nyhetsdognet/news/naa-kommer-konkursene.gbxsCwdz5

ordningen.[78] Om en antar at disse bedriftene har i snitt fem ansatte hver[79], kan dette bety at bedrifter med om lag 100 000 ansatte er kraftig berørt av krisen.

NHO lanserte i midten av desember en undersøkelse om fremtidsutsiktene i norsk næringsliv som peker i samme retning. Her forteller 28 prosent av bedriftene at de vil redusere antall ansatte det neste halvåret. Det er omtrent dobbelt så mange som rapporterer at de planlegger å øke sysselsetningen. [80] Også Virkes medlemmer rapporterer at de er sterkt berørte av strømprisen. Her sier en av fire at de allerede har nedbemannet på grunn av strømprisene, mens halvparten vurderer nedbemanning.[81] Av 1200 små og mellomstore bedrifter, mener 6 av 10 at økte kostnader på innsatsfaktorer og økte energipriser vil hindre positiv utvikling i 2023.[82]

Industri er viktig for verdiskapning, arbeidsplasser og kunnskapsutvikling. Men den er også helt sentral for å opprettholde fagbevegelsens maktgrunnlag. Som den nylige lærerstreiken har vist oss – streikemakten i offentlig sektor er svak.[83] Men en streik i industrien rammer der det trengs, og er et viktig maktmiddel også utover egne rekker, og kan brukes for å få gjennomslag for viktige krav for hele norsk fagbevegelse. Det vil bli tilnærmet umulig å opprettholde en sterk fagbevegelse om industrien forvitrer.

---

[78] Se https://www.dn.no/energi/stromstotte/enova/jan-christian-vestre/3186-bedrifter-sokte-om-stromstotte/2-1-1374436

[79] Det er 3,1 millioner private jobber i Norge, og rundt 630 000 virksomheter, men mange av disse er sovende, så snittet på fem er nok heller lavt.

[80] Se https://www.dn.no/makrookonomi/nho-mer-enn-hver-fjerde-bedrift-vil-kutte-ansatte-neste-halvar/2-1-1372731

[81] https://www.bt.no/nyheter/okonomi/i/dwL6aq/halvparten-i-virke-frykter-de-maa-nedbemanne-da-er-det-kritisk

[82] https://www.bdo.no/nb-no/smb-barometeret

[83] Se for eksempel Isak Lekve: Hva kan vi lære av lærerstreiken? På https://sosiologen.no/essay/sosiologisk-symposium/hva-kan-vi-laere-av-laererstreiken/

I tillegg kommer konsekvensene for forbrukerne. SSB hevder at strømprisen er en direkte årsak til økningen i konsumprisindeksen, og dermed inflasjonen og rentefastsettelsen.[84] Hele strømpriskrisen får slik en trippel effekt. Først betaler vi høyere priser for strømmen, så betaler vi høyere priser for varer og tjenester fordi bedriftene som produserer dem også har fått økte kostnader, og så betaler vi mer i lån fordi Norges Bank skal motvirke prisøkningene gjennom rentefastsettelsen. Enten dette er fornuftig eller ikke, så rammer det bredt og skjevt.

Til sist vil vi legge til. Høsten 2021 vant venstresiden det norske stortingsvalget 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. Meningsmålingskrisen til både Arbeiderpartiet og Senterpartiet siden valget, tyder i hvert fall på at folk i Norge er svært misfornøyde – faktisk er også oppslutningsutviklingen til regjeringen en slags rekord – rekord i raskest forvitrende oppslutning.

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.
- Konkurransekraften til eksisterende industri, og mulige nyetableringer innen nye grønne næringer, med de indirekte arbeidsplassene disse gir.
- Lønnsomheten i et ikke-tallfestet antall bedrifter i alle sektorer.
- En betydelig del av fagbevegelsens kampkraft.

---

[84] Se feks https://www.ssb.no/priser-og-prisindekser/konsumpriser/statistikk/konsumprisindeksen/artikler/hoye-strompriser-preger-kpi-i-august

- Økonomien i en rekke husholdninger.
- Store klimagassutslipp.
- Og 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. I den avsluttende delen av denne rapporten, vil vi basert på våre analyser forsøke å peke opp noen veier videre slik at politiske aktører kan iverksette tiltak som nettopp viderefører denne særnorske konkurransefordelen.

4. Løsninger på strømpriskrisen

Det sies stadig at vi har et «velfungerende strømmarkedet». Kraftbransjens egen interesseorganisasjon, skriver for eksempel det på sine egne nettsider.[85] Men hvilke kriterier bruker en da? Om kriteriene er at kraftprodusentene skal få høyest mulig pris for våre felles naturressurser, så fungerer dette helt perfekt. Men om målsetningen er at folk og næringsliv skal få rimelig strøm fordi vi er avhengig av oppvarming i dette kalde landet langt mot nord, så fungerer ikke markedet bare elendig. Det har, slik denne rapporten viser, spilt fullstendig fallitt.

For konsekvensene av strømpriskrisen er enorme. Og krisen må løses om vi skal ha et levedyktig næringsliv i Norge også i fremtiden.

Skal en finne riktige løsninger, må en imidlertid ha riktig analyse, og *Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak* skrev vi treffende at det ikke er 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 gjennomgå de forslagene som er kommet fra regjeringen og Den alternative energikommisjonen.

4.1 Regjeringens virkemidler

Regjeringens viktigste løsning på de høye strømprisene, har til nå vært det de kaller for Europas «rauseste strømstøtteordning» som de stadig skryter av. Den dekker som kjent 90 prosent av utgiftene over 70 øre. Men hvis prisen er fire kroner, betyr dette at kundene likevel selv må dekke 70 øre + 10 prosent av 3,3 kroner, dvs 33 øre + 1 krone i mva – eller altså totalt 2 kroner. I tillegg kommer elavgift og nettleie. Og et viktig poeng er at mens strømstøtten beregnes av gjennomsnittsprisen den måneden, så bruker de fleste strøm på toppunktene (til

[85] Se https://www.energinorge.no/nyheter/2022/dagens-markedsmodell-for-strom-bor-besta/

middag og morgendusjen), ikke midt på natten når strømmen er billig og gjennomsnittet trekkes ned. Strømstøtteordningen er veldig mye bedre enn ingenting. Men den er ikke på langt nær så generøs som regjeringen gir inntrykk av.

For næringslivet, som denne rapporten primært handler om, er situasjonen mer prekær, her eksisterer det bare en veldig begrenset ordning som også binder opp mye av støtten til ENØK-tiltak. Denne er søknadsbasert, har ganske spesifikke betingelser, og har et budsjett på om lag 3 milliarder. I tillegg varte den bare i tre måneder, og er dermed ikke regjeringens foretrukne løsning.

Det er i stedet de nye fastprisavtalene for strøm. Her bør regjeringen få skryt for å tilpasse skattesystemet slik at det skal bli mer gunstig for strømsalgsselskapene å tilby slike kontrakter til næringslivet. Gjennom økt grunnrenteskatt på vannkraft fra 37 til 45 prosent, en ny grunnrenteskatt på 40 prosent for vindkraft, og en høyprisavgift på vannkraft, betyr det at kraftprodusentene nå må betale til sammen 90 prosent skatt av det de selger til en pris over 70 øre timen. Dermed blir det betydelig mindre lønnsomt å selge kraften til høye priser, og det kan motvirke noen av de mekanismene som ble beskrevet ovenfor.

Dette skal slik stimulere kraftbransjen til å levere fastprisavtaler til 70 øre. Statkraft lanserte de første nye fastprisavtalene 7. desember gjennom Fjordkraft og Fortum.[86] Her må bedrifter binde seg til syv år for å få en pris under en krone i Sør-Norge. Regjeringen håper at konkurransen mellom de ulike strømsalgselskapene skal gjøre at vilkårene etter hvert blir mer gunstige, og i skrivende stund har Lyse tilbydd fastprisavtale på under en krone om en binder seg for fem år. [87] Dette gjelder imidlertid bare i Lyses «hjemregion» NO2.

[86] Se https://www.statkraft.no/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/arkiv/2022/statkraft-starter-salg-av-kraft-til-fastpris-fra-i-dag/

[87] Se https://e24.no/olje-og-energi/i/0Qv3MA/lyse-tilbyr-lavere-fastpris-til-bedrifter-men-bare-i-soervest

Likevel fremstår dette langt fra som en fullverdig løsning foreløpig. Alle aktører i næringslivet peker på at fastprisavtalene må ned på 50-70 øre, og helst med kortere bindingstid om det skal bli aktuelt for dem, slik eksempelvis Øystein Dørum i NHO uttaler til NRK.[88] Knut Sunde i Norsk Industri sier at «syv års avtaler overhodet ikke er relevant», og at fem år er «for de fleste mindre relevant».[89] Han peker også på at prisene bør ned mot 70 øre, og altså implisitt på treårskontrakter, for at dette skal bli en god løsning. Det pekes også på manglende fleksibilitet i avtalene, ettersom mange av dem binder bedrifter til å kjøpe en fast mengde strøm per døgn/uke/år, mens forbruket kan variere mellom dag og natt, mellom ukedager og helg, og mellom produksjonstid og ferietid. Når strøm som ikke brukes på natten, i helgene eller i feriene må selges tilbake i spotmarkedet til svært lave priser og dermed med tap, blir den reelle prisen for forbrukt strøm mye høyere enn fastpris-satsen.

En annen viktig innvending mot fastpriskontraktene, er at forutsetningen de bygger på, at det skal lønne seg for strømsalgsselskapene å tilby dem, ikke stemmer. Det har for så vidt regjeringen selv bidratt til. For høyprisavgiften som skal stimulere til fastpriser er bare midlertidig, og skal ifølge finansminister Trygve Slagsvold Vedum fjernes før 2025.[90] Strømselskapet Entelios anbefaler ikke sine egne fastprisavtaler – og har heller ikke solgt en eneste.[91]

Det er for tidlig å si noe om disse kontraktene vil bli en suksess, men i skrivende stund ser det dermed ikke slik ut.

---

[88] Se https://www.nrk.no/norge/sa-mye-ma-bedriftene-betale-for-fastpris-pa-strom-1.16211594

[89] https://e24.no/olje-og-energi/i/15vPJl/maa-binde-seg-i-syv-aar-for-aa-faa-fastprisavtale-under-en-krone-overhodet-ikke-relevant

[90] Se https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Sporsmal/Skriftlige-sporsmal-og-svar/Skriftlig-sporsmal/?qid=90923

[91] Se https://www.nrk.no/norge/har-ikke-solgt-en-eneste-stromkontrakt-1.16241763

Dermed står regjeringen igjen med ett virkemiddel, å bygge ut veldig mye mer kraft. Dette må fortrinnsvis skje som vindkraft, og vil dermed få enorme konsekvenser med ødelagt natur. Det er også klart at med eksportkapasiteten slik som den er nå, vil det være snakk om et veldig stort omfang for at det på nytt skal frikoble prisen fra Sør-Norge med våre naboland i sør, som vi nevnte ovenfor, estimerer NVE at det må skapes et kraftoverskudd på om lag 40TWh. For å nå en slik kraftbalanse må en altså bygge ut om lag 2,7 ganger den vindkraften vi allerede har bygget. Det vil altså ikke bare innebære at enorme naturområder ødelegges, men fremstår i realiteten politisk umulig.

Samtidig er det slik at prinsippene i EUs energiunion, som vi er innlemmet i gjennom tilslutningen til den tredje energimarkedspakke, baserer seg på at strøm skal flyte fritt i hele det europeiske markedet og at den frie flyten skal lede til prisutjevning og harmonisering av prisene. Dersom dette skjer, er det et signal om at overføringskapasiteten mellom landene må bygges ut mer. Derfor er det i EU-direktivene et pålegg om at flaskehalsinntekter i så fall skal brukes til dette. Innenfor energiunionen vil mer kraftproduksjon i Norge gå inn i den samlede energibalansen i EU/EØS-området. I beste fall vil et større tilbud i det europeiske energimarkedet presse ned prisen på strøm, men ikke lavere i Norge enn i andre (nabo-)land. Regjeringens strategi er dermed et farvel til at lave strømpriser skal være et særegent konkurransefortrinn for norsk næringsliv.

4.2 Den alternative energikommisjonen

Den alternative energikommisjonen leverte sine anbefalinger 2. november 2022.[92] Deres løsninger er i motsetning til regjeringens grep, nettopp strukturelle og innebærer at Norge skal kunne etablere et eget prisregime for norsk strøm brukt i Norge gjennom at norske strømpriser frikobles fra det europeiske strømprissystemet. Dette skal blant annet skje gjennom:

[92] Se https://a-ek.no/

- At Norge skal ha full kontroll over kraftflyten i utenlandsforbindelsene, og at staten styrer utveksling av strøm og salg av overskuddskraft.
- At en reforhandler kraftkabelkontraktene med Storbritannia og Tyskland.
- At en legger ned strømsalgsselskapene og etablerer et statlig monopol som bedriver strømsalg og har kontroll på den innenlandske kraftomsetningen.
- At vannet i norske kraftmagasiner forvaltes slik at det sikrer forsyningssikkerhet og gunstige priser for norske strømkunder.

Den alternative energikommisjonen forutsetter at dette lar seg gjøre innenfor EØS-regelverket, basert på de såkalte «åtte ufravikelige kravene» som Arbeiderpartiet og stortingsflertallet bestående av Høyre, Frp, Venstre og Mdg underskrev da de vedtok norsk tilslutning til Acer og EUs tredje energimarkedspakke i mars 2018. Vi vil avslutningsvis undersøke hvorvidt dette stemmer, gjennom en analyse av frontene i Acer-rettsaken som ble ført i Borgarting lagmannsrett vinteren 2022.

5. Norge, EØS og EUs indre energimarked

Et viktig moment ved forholdet mellom Norge og EU er at forpliktelsene i energipolitikken ligger som avtaler på flere nivåer mellom partene: I selve EØS-avtalen fra 1994, i tilslutningen til Acer og energimarkedspakke 3 i 2018, og i en rekke nye forordninger og direktiver som leder fram til energimarkedspakke 4, som er vedtatt i EU men som Norge og EFTA-landene ennå ikke har vedtatt som del av EØS-avtalen.

Først, EØS generelt: EØS-avtalen omfatter også energiområdet. Elektrisk kraft regnes som en vare etter EØS-avtalens artikkel 8. Også for eksport av elektrisk kraft har Norge helt siden 1994 vært forpliktet av forbudet i EØS-avtalen artikkel 12 mot kvantitative eksportrestriksjoner og tiltak med tilsvarende virkning. Som lagmannsretten skriver i sin kjennelse fra desember 2022: For å kunne ta del i EUs indre energimarked er det imidlertid en faktisk forutsetning at det finnes kabler som kan overføre kraft mellom Norge og EU. EØS-avtalen forplikter ikke Norge til å bygge utenlandskabler, men for eksisterende utenlandskabler kommer reglene om fri bevegelighet av kraft til anvendelse. Dette gjelder også for nye kabler som Norge skulle velge å bygge.

Så, EUs tredje energimarkedspakke som Norge sluttet seg til i mars 2018. Høyesterett skriver i sin kjennelse mars 2021, som ga Nei til EU anledning til å føre Acer-saken for norsk rett: Formålet med EUs tredje energimarkedspakke er å bidra til videre utvikling av det indre markedets funksjon innenfor energisektoren, herunder å overvinne hindringer for et indre marked for elektrisitet og naturgass.

'Agency for the Cooperation of Energy Regulators', i norsk ordskifte kjent som energibyrået Acer, skal blant annet bidra til å lette energihandelen over landegrensene gjennom å fremme samarbeid mellom de nasjonale myndighetene for energiregulering. Den nasjonale reguleringsmyndigheten (RME i Norge) plikter å overholde og gjennomføre alle juridisk bindende beslutninger fra Acer og Kommisjonen. Reguleringsmyndigheten skal være uavhengig av regjeringen

og andre offentlige og private organer ved utøvelsen av sine reguleringsoppgaver.

Både partene (Nei til EU og staten) så vel som norske domstoler er enige om at gjennomføringen av EUs tredje energimarkedspakke innebærer en viss overføring av myndighet fra norske statsorganer til en internasjonal organisasjon. Det er hvilken grad av overføring av myndighet som er stridsspørsmålet.

5.1 Energimarkedspakke 4

EUs energimarkedspakke 4 – som også kalles 'vinterpakken' og 'ren energi-pakken' – inneholder rettsakter som i EU trådte i kraft fra i januar 2020. Rettsaktene reviderer og erstatter blant annet rettsaktene i energimarkedspakke 3. For eksempel er sentrale bestemmelser i Acer-forordningen videreført, samtidig som Acer har fått en styrket posisjon. Rettsaktene er merket som EØS-relevante, og vil da før eller siden komme opp til behandling i Stortinget. Allerede i 2020 gjennomførte olje- og energidepartementet en høring om energimarkedspakke 4. Ennå har ingen av rettsaktene har vært til behandling i EØS-komiteen der Norge, Island og Liechtenstein. Det er usikkert når dette vil skje, ikke minst fordi Senterpartiet har varslet at tilslutning til en ny, fjerde energimarkedspakke vil sette regjeringssamarbeidet med Ap i fare. Så per i dag er altså ikke energimarkedspakke 4 del av EØS-avtalen og heller ikke gjennomført i norsk rett.

I EU-sammenheng har energimarkedspakke 4 allerede utvidet Acers overnasjonale myndighet i betydelig grad. Nei til EU anfører også i Acer-saken at også den nye energimarkedspakken er virksom i det norske kraftsystemet, selv om den ikke er vedtatt i norsk rett. Dette kommer av at i samhandlingen med EU-aktører er norske myndigheter, Statnett og andre norske kraftsystem-aktører i praksis nødt til å forholde seg til det samme regelverket, herunder energibyrået Acers beslutninger i henhold til energimarkedspakke 4. Noe annet vil skape

uhåndterlige juridiske og praktiske problemer, og derfor være umulig i det praktiske liv.

I Acer-saken har Nei til EU med dette som utgangspunkt prosedert med at norske myndigheter for store deler av energiområdet blir overstyrt av EU gjennom trekløveret Acer, ESA og RME. Her legges det til et tilleggsmoment i prosedyren, som er vesentlig overfor regjeringsadvokatens argumentasjon så vel som lagmannsrettens vurderinger: At den norske reguleringsmyndigheten RME etter tilslutningen i mars 2018 ennå ikke har truffet noen beslutninger etter pålegg fra Acer og ESA er ikke avgjørende her, ettersom både norske myndigheter og øvrige aktører i praksis vil innrette seg i visshet om at det ellers vil komme bindende tiltak. Men som vi skal se, er det nettopp en slik vurdering RME gjorde da den i august 2022 vendte tommelen ned for regjeringens ikke-konkretiserte planer om begrensninger av norsk krafteksport.

5.2 I full spagat

Denne vinteren fører Støre-regjeringen en energipolitisk strid med uvanlig høy innsats på to fronter samtidig. Den synlige delen kjenner vi alle fra den offentlige politiske arenaen. Den viktigste skjer likevel i rettsapparatet og er på vei til Høyesterett. Det som gjør situasjonen vrien og nærmest logisk umulig for regjeringsapparatet, er at argumentene og resonnementene som benyttes på hver sin arena etter hvert har begynt å stå i full motstrid. Dette står i fare for å undergrave statens troverdighet. Skal den norske staten og regjeringsadvokaten vinne fram i Acer-saken, så forutsetter det at eksisterer nærmest vanntette skott mellom norsk offentlighet og rettsapparatet. Borgarting lagmannsretts avgjørelse i Acer-saken i desember i fjor tyder på at disse skottene eksisterer og fremdeles er forholdsvis tette.

I utgangspunktet sto regjeringsadvokaten og to skiftende regjeringer i flere år for samme grunnsyn. Alle erkjente at Norge ga fra seg nasjonal suverenitet og myndighet da Stortinget vedtok tilslutning til energibyrået Acer og EUs tredje

energimarkedspakke i mars 2018. Men viktigere var det at både Erna Solberg, Jonas Gahr Støre og regjeringsadvokat Fredrik Sejersted var så skjønt enige om at avståelsen av myndighet var «lite inngripende». Det gjorde at stortingsvedtaket etter deres syn ikke kom i konflikt med Grunnlovens paragraf 115. Denne paragrafen tillater suverenitetsavståelse på et «saklig begrenset område», så fremt Stortinget gir samtykke med tre fjerdedels flertall og med to tredjedeler av stortingsrepresentantene til stede.

I løpet av fjoråret begynte imidlertid regjeringsapparatets argumentasjonslinje å slå alvorlige sprekker. Nå ved inngangen til 2023 er det realiteten en avgrunn i retorikken mellom regjeringsapparatets politiske og juridiske hovedaktører. Regjeringsadvokatens juridiske forståelse av spørsmålet har hele tida bygget på at tilslutningen til energibyrået Acer og EUs energimarkedspakke 3 samlet sett er 'lite inngripende' for norsk myndighetsutøvelse. Til siste slutt kjempet regjeringsadvokaten mot at det skulle være mulig å reise spørsmål om mulig grunnlovsbrudd i det norske rettsapparatet. Etter at Høyesterett i en rettshistorisk kjennelse i mars 2021 ga Nei til EU anledning til å føre Acer-saken for norsk rett, har regjeringsadvokatens forsvarslinje vært at avståelsen av suverenitet og myndighet til energibyrået Acer, kontrollorganet ESA og reguleringsmyndigheten ESA samlet sett var og har forblitt 'lite inngripende'.

For regjeringen og statsapparatets politiske fløy har imidlertid argumentasjonen og påstandene tatt en helt annen og ganske interessant retning. Det hele startet med at strømprisene i månedsskiftet juli-august 2022 nådde nivåer som fikk olje- og energiminister Terje Lien Aasland og regjeringen til å love at det ville komme reguleringer og begrensninger på den norske krafteksporten.

Regjeringens olje- og energidepartement fikk deretter et notat fra Reguleringsmyndigheten for energi (RME) om mulighetene for å begrense krafteksporten til utlandet. RMEs vurdering gikk kort og greit ut på at Norge ikke har anledning til å begrense krafteksporten for å sikre lavere strømpriser. Etter det ble det stille og ikke noe mer snakk om å regulere krafteksporten fra olje- og energiminister Aasland sin side. Et nytt, klart signal kom fra Sverige i

løpet av høsten. Den svenske regjeringen søkte om unntak fra leveringsplikten til det europeiske energimarkedet, men fikk i et eget vedtak fra EUs energibyrå Acer nei til dette.

Nå på starten av 2013 har det kommet flere avklaringer om hvor begrenset handlingsrom Norge har for å regulere krafteksporten og få ned strømprisene innenfor rammene av Acer og EUs energimarked. Over flere måneder er det på initiativ fra blant annet SV og Senterpartiet blitt ført politiske samtaler om en bestemt toprismodell på strøm, der det settes en pris på strøm for bruk innenlands og en annen og høyere pris på strøm som eksporteres.

Fra en sentral kilde i Brussel, antakelig hjemmehørende i EU-kommisjonen, fikk NTB i forrige uke opplyst at en 'avtale' mellom Norge og EU vil hindre innføringen av et slikt toprissystem mellom innenlandsk og eksportrettet kraftforsyning her i landet. Kilden i Brussel bekreftet overfor NTB at det nettopp er tilslutningen til Acer og EU energimarkedspakke 3 i mars 2018 som sørger for at dette ikke vil være tillatt fra Norges side. Statssekretær Elisabeth Sæther (Ap) sier at hun ikke er overrasket over opplysningene fra EU. Dette er det samme svaret som regjeringen har fått fra Reguleringsmyndigheten for energimarkedet (RME) på dette spørsmålet, bekrefter hun overfor NTB (13.01.23). Dette følges også opp av olje- og energiminister Terje Lien Aasland (Ap) sjøl. Også han benytter en tilsvarende 'EØS nekter oss'-argumentasjon for å avvise Per Olaf Lundteigen og Senterpartiets forslag om å begrense krafteksporten når fyllingsgraden i norske vannmagasiner går under normalen.

Det vi ser er altså at regjeringens politiske arm og især Arbeiderpartiet har snudd 180 grader i forhold til hvordan både regjeringen og regjeringsadvokaten har argumentert om makten som EUs energimarked, energibyrået Acer og energimyndigheten RME har over norsk kraftpolitikk og dermed over norske strømpriser. Da Norge etter en uvanlig hard strid sluttet seg til Acer og energimarkedspakke 3 for fem år siden, argumenterte Erna Solberg og Jonas Gahr Støre innstendig og sammen om at Norge fullt ut ville beholde «suverenitet over disponeringen av våre unike energiressurser og utformingen av vår

energipolitikk». Nå viser regjeringen og olje- og energiministeren kaldt og enkelt til at det er RME, Acer, EØS og Brussel som står i veien for alle mulige tiltak for å regulere krafteksporten og få ned strømprisene.

5.3 Acer-saken i Borgarting lagmannsrett

La oss se nærmere på noen av de sentrale vurderingene som lagmannsretten i desember 2022 har lagt til grunn i Acer-saken. Etter EØS-avtalen er altså elektrisk kraft definert som en vare, og Norge har etter lagmannsrettens syn vært forpliktet av forbudet mot kvantitative eksportrestriksjoner helt siden avtalen ble inngått i 1994. Med energimarkedspakke 3 og grensehandelsforordningen er kravet til krafteksport og eksportkapasitet blitt styrket. I forordningens artikkel 16 nr 3 heter det: «For de forbindelseslinjene og / eller overføringsnettene som har betydning for grensekryssende strømmer, skal størst mulig kapasitet stilles til markedsdeltakernes rådighet, samtidig som det skal tas hensyn til sikkerhetsstandardene for nettdrift».

Også lagmannsretten vurderer det slik at Norges deltakelse i EUs indre energimarked har stor betydning for norsk energipolitikk. Retten åpner for at dette store energimarkedet påvirker både norsk forsyningssikkerhet og selve prisdannelsen på strøm i Norge (Borgarting lagmannsretts domsavsigelse 07.12.22, side 25-26). Lagmannsretten mener likevel at det ikke trenger å være Stortingets vedtak 22. mars 2018 og overføringen av formell norsk myndighet til organer utenfor norsk kontroll som har gitt EUs indre energimarked så stor innflytelse på kraftforsyning og priser i Norge.

Lagmannsretten framholder at regulering og fastsettelse av prisen på strøm faller utenfor Acers og overvåkingsorganet ESAs myndighet både i Norge og EU. Grunnen til det er ganske enkelt at strømprisen fastsettes av markedet. Den markedsmessige prisfastsettelsen påvirkes naturligvis av Norges deltakelse i EUs indre energimarked. Lagmannsretten gir Nei til EU som part rett i at Acer / ESA gjennom sitt bidrag til at dette er et «effektivt marked med en fungerende

grenseoverskridende infrastruktur», indirekte kan påvirke strømprisene. Lagmannsretten finner imidlertid ingen holdepunkter for at Acer/ESAs formelle beslutningsmyndighet er en faktor som påvirker strømprisene i Norge.

Det sitter også langt inne for lagmannsretten å erkjenne at det har skjedd noen norsk myndighetsoverføring til Acer og RME. Ettersom endelig vedtak med virkning i Norge fattes av RME, som er et norsk forvaltningsorgan, er ESAs myndighet overfor RME isolert sett bare av folkerettslig art, står det i lagmannsrettens dom (side 29). I tråd med tradisjonell lære kan det derfor anføres at det ikke har skjedd noen myndighetsoverføring til ESA. At RME for å oppfylle EØS-regelverkets krav er gjort til et uavhengig forvaltningsorgan som ikke kan instrueres, samtidig som ESA er gitt kompetanse til å treffe rettslig bindende pålegg overfor RME, gjør imidlertid at lagmannsretten anser at det faktisk har skjedd en formell myndighetsoverføring til ESA. Her stiller lagmannsretten seg helt på linje med Lovavdelingen i Justisdepartementet, som i sitt brev til Solberg-regjeringen 27. februar 2018, at konstruksjonen Acer-ESA-RME innebærer en overføring av regjeringens instruksjonsmyndighet til ESA. Som Lovavdelingen ser lagmannsretten det slik at ESA dermed også er gitt kompetanse av internrettslig art som får følger for norske virksomheter og norske borgere.

Når det gjelder arten av myndighetsoverføring, er det tale om utøvende myndighet i form av forvaltningsmessig instruksjonsmyndighet overfor et forvaltningsorgan. Dette er en begrensning i den utøvende makts overordnede myndighet. Det innebærer at regjeringens kontroll- og styringsmuligheter skjæres bort. Det får også betydning for den parlamentariske kontrollen og det konstitusjonelle ansvaret. Lagmannsretten anser likevel at dette ikke ligger i kjernen av hva som regnes som formell myndighetsoverføring, ettersom vedtak fra det norske forvaltningsorganet RME vil være nødvendig for å gjennomføre og håndheve ESAs beslutninger overfor foretak i Norge. Det er RME som nærmere bestemme hvordan den interne gjennomføringen i norsk rett skal skje, gjennom å treffe egne vedtak i tråd med norsk regelverk. Selv om RME er uavhengig, anser lagmannsretten derfor at slik myndighet i alminnelighet

betraktes som mindre anliggende enn der et internasjonalt organ selv har fått myndighet til å treffe vedtak med direkte virkning for innbyggere eller foretak i Norge.

Lagmannsretten forsøker i sin domsavsigelse å se spørsmålet om myndighetsoverføring i Acer-saken i sammenheng med de samfunnsmessig og politiske interessene som er berørt. Her går retten langt i å anerkjenne betydningen av energimarkedspakke 3 for reguleringen av energimarkedet og handelen med strøm (domsavsigelsen, side 35): «Dette berører samfunnsmessige og politiske interesser av svært stor betydning. Kraftforsyningen er en del av Norges vitale infrastruktur, som hele samfunnet – hver enkelt innbygger, hele næringslivet og det offentlige – er avhengig av. Norge må ha tilstrekkelig energi til å dekke landets behov, og infrastrukturen må til enhver tid fungere effektivt og sikkert. Strømprisene har stor betydning for den norske økonomien. Energiområdet berører også vesentlige miljøverninteresser. Som helhet har energimarkedspakke III stor betydning for norsk energipolitikk».

Så snur imidlertid lagmannsretten og påpeker at ESAs myndighet etter Acer-forordningen bare gjelder «tekniske og faglige spørsmål på det operative området, begrenset til bruken av grenseoverskridende infrastruktur». Her lener lagmannsretten seg i tillegg på flertallsinnstillingen i Stortinget fra mars 2018 om Norges fortsatte suverenitet på energiområdet. La det ikke være noen tvil: Dette er et direkte pinlig premiss i domsavsigelsen til Borgarting lagmannsrett.

Dermed nærmer lagmannsretten seg sin sluttvurdering der Stortinget og staten ikke kan lastes for å ha brutt Grunnloven ved myndighetsoverføring til Acer, ESA og RME i mars 2018. Lagmannsretten konkluderer slik (vår utheving, side 36): Slik lagmannsretten ser det, gjelder myndighetsoverføringen til ESA etter Acer-forordningen artikkel 8 tekniske og faglige spørsmål på et avgrenset saksområde, med et begrenset omfang. Selv om energiområdet berører samfunnsmessige og politiske interesser, kan ikke lagmannsretten se at denne konkrete myndighetsoverføringen påvirker disse i særlig grad. Samlet sett mener lagmannsretten at myndighetsoverføringens reelle samfunnsmessige betydning

er liten og tilsier at den er lite inngripende». Etter dette blir domsslutningen naturligvis at anken fra Nei til EU har tapt saken om at Acer-vedtaket innebar et brudd på grunnlovens paragraf 115 og at anken forkastes.

Kort oppsummert er det fra De Factos side grunnlag for å slå fast at lagmannsretten ganske enkelt ikke har klart å ta innover seg faktum i Acer-saken. Som det vises til innledningsvis finner vi i løpet av 2022 tre klare eksempler på at synspunktene og standpunktene til RME og Acer står i konflikt med politisk-operative løsninger for å regulere og begrense krafteksporten til utlandet, og dermed sørge for en gradvis normalisering av strømprissituasjonen i Sør-Norge og på den bakgrunn i hele landet. Med dette in mente blir det vanskelig å forstå at lagmannsretten kan konkludere med at myndighetsoverføringen er av teknisk og avgrenset art, og ikke har fått reell politisk og samfunnsmessig betydning. Om ikke den energipolitiske situasjonen, og rekkevidden av RME og Acers innstillinger og vedtak for å kunne gjøre noe med denne situasjonen, i større grad synker inn hos dommerne og rettsapparatet, så er det liten grunn til å ha forventninger til Høyesteretts behandling av ankesaken til Nei til EU. På den andre side – Høyesterett har flere ganger tidligere påtalt og slått ned på den norske statens og regjeringsapparatets feiltrinn.

I dette tilfellet har Høyesterett anledning til å slå fast at vedtaket om tilslutning til Acer og energimarkedspakke 3 i mars 2018 går utover Stortingets fullmakt til å avgi norsk suverenitet og myndighetsutøvelse i et spørsmål av aller største betydning for befolkning, næringsliv og samfunn i landet vårt.

6 Våre vurderinger

Som denne rapporten viser, så baserer hele vårt samfunn seg på billig strøm, og derfor må regjeringen videreføre dette konkurransefortrinn. Vi tror et politisk regulert prisnivå basert på de reelle kostnadene ved å produsere strøm i norske vannkraftverk, er det fornuftige utgangspunktet. Det betyr altså 12 øre kWh, med tillegg for transport, kapitalkostnader, nyinvesteringer og oppgraderinger. Dette vil sikre norske forbrukere, men også sikre et kaldt land langt mot nord et avgjørende konkurransefortrinn.

Som et strakstiltak mot strømpriskrisen har Industriaksjonen i uttalelse fra 15. desember 2022 gått inn for en politisk bestemt kraftpris på mellom 30 og 50 øre per kWh som inkluderer et toprissystem for husholdningene.[93] Vi tror dette er fornuftig.

Men på mer varig basis kreves strukturelle grep. Da tror vi tiltakene som Den alternative energikommisjonen har satt opp er riktig vei å gå. Det fremstår imidlertid sannsynlig at dette vil komme i konflikt med EUs energiunionen, til tross for de «åtte ufravikelige kravene» som Stortinget vedtok. Nikolai Astrup i Høyre, som var med på utformingen av disse, har også åpent innrømmet at disse ble formulert for å stilne den interne kritikken, *ikke* fordi de faktisk skulle sikre norsk kontroll.[94]

Dette er også samme konklusjon det vil være naturlig å trekke av vår gjennomgang ovenfor. Dermed er vi i en utfordrende situasjon. Men i siste instans er disse avtalene uansett ikke verdt mer enn den politiske viljen til å overholde dem – og når Spanias sosialdemokratiske statsminister sier at «her i landet kan vi faktisk ikke ha strømpriser som er basert på den høyeste

[93] Se https://www.industriaksjonen.no/2022/12/20/norge-skal-sta-fritt-til-a-fastsette-en-politisk-regulert-makspris-pa-strom/

[94] Se https://www.nationen.no/politikk/hoyre-gar-i-strupen-pa-nei-til-eu-misforstaelser-og-feilinformasjon/

gassprisen», EU-kommisjonens leder Ursula von der Leyen selv sier at det europeiske kraftmarkedet ikke lenger er «egnet til formålet», samtidig som et europeisk kjerneland som Frankrike nå åpent utfordrer EUs felles energipolitikk, burde også en energistormakt som Norge kunne gjøre dette.

Vi tror altså at regelverket i EØS-avtalen og tredje energimarkedspakke skaper utfordringer for å innføre strukturelle endringer av strømprismarkedet i Norge, som vil sikre at prisfastsettelsen fristilles fra de europeiske prisene. Men vi tror det er mulig om en utviser vilje og kreativitet. Det understrekes også av EØS-ekspert professor Finn Arnesen som har uttalt at EØS-avtalen ikke er til hinder for et toprissystem som skiller prisen i Norge og på kontinentet.[95] Å innføre noe slikt krever imidlertid noe som den norske regjeringen til nå ha vist forsvinnende lite av: *Politisk mot.*

[95] https://www.nationen.no/politikk/ekspert-mener-norge-kan-lage-egen-prissone-for-utenlandskabler/