

Isak Lekve & Ali Esbati

Strøm som fellesgode eller markedsvare?

Statusoppdatering for strømpriskrisen og
konsekvenser av EUs fjerde energimarkedspakke



De Facto
Kunnskapssenter for fagorganiserte
Torggata 28, 0183 OSLO
isak.lekve@de-facto.no
www.de-facto.no

Forord

I denne rapporten presenteres en statusoppdatering for strømpriskrisen med vekt på de mulige konsekvensene ved innføring av EUs fjerde energimarkedspakke. Slik er den en oppfølger til en rekke tidligere De Facto-rapporter, som *EUs energiunion og norsk tilknytning til Acer?* (1/2018) *EUs energiunion, strømprisene og industrien* (1/2019), *Mot en ny Acer-strid* (1/2021), *Strømpriskrisen* (1/2022), *Hvordan fastsettes de norske strømprisene* (1/2023) og *Farvel til kraftbørsen* (3/2023).

Rapporten starter med å si noe om strømpriskrisens konsekvenser for norsk industri. Videre følger en kort gjennomgang av hvordan kraft har gått fra å bli betraktet som et fellesgode til å bli en markedsvare, gjennom utviklingen av kraftbørsen, tilslutning til tredje energimarkedspakke og Acer, og åpning av nye utenlandskabler som mer eller mindre fullintegrerer Norge i et felleseuropeisk kraftmarked. Så følger en analyse av innholdet i den fjerde energimarkedspakken, og konsekvensene dette vil ha for å ytterligere befeste denne utviklingen. Et viktig argument for ytterligere integrasjon i et felleseuropeisk kraftmarked, har vært at Norge styrer mot kraftunderskudd, og vi diskuterer derfor kritisk bakgrunnen for fremskrivningene knyttet til den norske kraftbalansen, før vi avslutningsvis oppsummerer og foreslår en alternativ vei for norsk kraftpolitikk.

Rapporten er skrevet på oppdrag for Industriaksjonen – en samling av fagforeninger som er opptatt av industriens vilkår i Norge, med ytterligere finansiering fra Nei til EU.

Rapporten er utarbeidet av Isak Lekve og Ali Esbati i De Facto. Tusen takk for alle innspill og bidrag.

Bergen, 29. oktober 2024

Isak Lekve

De Facto

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|-----------|
| SAMMENDRAG..... | 6 |
| 1. STRØMPRISKRISEN OG DENS KONSEKVENSER..... | 10 |
| 1.1 UTVIKLING AV STRØMPRIS I NORGE..... | 11 |
| 1.2 STRØMPRISKRISENS ÅRSAKER | 17 |
| 1.3 SRØMPRISKRISENS KONSEKVENSER..... | 20 |
| 1.4 MAKROTALL OG HVA SOM STÅR PÅ SPILL..... | 27 |
| 2. STRØM FRA FELLESGODE TIL MARKEDSVARE | 32 |
| 2.1 STRØM SOM STRATEGISK VARE..... | 32 |
| 2.2 STRØM: 100 ÅR SOM FELLESGODE..... | 35 |
| 2.3 ENERGILOVEN AV 1990 OG DAGENS KRAFTMARKED | 37 |
| 2.4 UTENLANDSKABLENE OG KRAFTEKSPORTEN | 39 |
| 3. FRA TREDJE TIL FJERDE ENERGIMARKEDSPAKKE | 42 |
| 3.1 EUS AMBISJONER..... | 42 |
| 3.2 ENERGIMARKEDER SOM KLIMAPOLITIKK | 43 |
| 3.3 DEN TREDJE ENERGIMARKEDSPAKKEN | 45 |
| 3.4 DEN FJERDE ENERGIMARKEDSPAKKEN | 46 |
| 3.5 OVERVÅKNING OG REGULERING – ACER OG RME | 48 |
| 4. FORSYNINGSSIKKERHET OG KRAFTBALANSE..... | 54 |
| 4.1 FORSYNINGSSIKKERHET HISTORISK | 55 |
| 4.2 KRAFTBALANSE OG PRIS | 59 |
| 4.3 ANSLAG OM KRAFTFORBRUK..... | 61 |
| 4.4 FREMTIDENS KRAFTBALANSE | 64 |
| 5. HVOR ER VI PÅ VEI - OG HVA BØR GJØRES | 67 |

| | |
|--|-----------|
| 5.1 ROMMET FOR ENDRING INNENFOR EUS ENERGIUNION | 67 |
| 5.2 UTFORDRINGER OG MULIGE TILTAK..... | 69 |
| 5.3 ANBEFALTE TILTAK..... | 71 |

Sammendrag De Facto-rapport 3/2024

I denne rapporten presenterer vi en statusoppdatering for strømpriskrisen med vekt på de mulige konsekvensene ved innføring av EUs fjerde energimarkedspakke.

I kapittel 1 *Strømpriskrisen og dens konsekvenser* gjennomgår vi utviklingen i strømprisen de siste årene, dens årsaker, konsekvenser og mulige konsekvenser. Hovedkonklusjonen er at selv om strømprisene har stabilisert seg på et noe lavere nivå i 2023 og 2024, etter toppåret i 2022, så har vi etter åpningen av de to nye strømkablene i 2021, i økende grad priser som harmonerer med de europeiske prisene, og dermed utradere norsk industris viktigste konkurransefortrinn. Dette har allerede fått store konsekvenser, som økt inflasjon, høyere rente og dårligere økonomi for både forbrukere, kommuner og bedrifter, og undergraver også mulighetene for grønn industri, samtidig som det på sikt vil kunne utradere dagens kraftforedlende industri fullstendig.

I kapittel 2 *Strøm fra fellesgode til markedsvare* gjennomgår vi hva som gjør strøm unikt som ressurs, og gjennomgår den historiske utviklingen av det norske systemet for regulering av kraft, fra et demokratisk eid fellesskapsgode gjennom mesteparten av 1900-tallet, til en vare som selges til høyeste tilbyder på et overnasjonalt markedssystem, tilrettelagt gjennom stadig flere strømkabler og harmonisering av regler gjennom særlig EU.

I kapittel 3 *Fra tredje til fjerde energimarkedspakke* gjennomgår vi ambisjonene med, og viktige konsekvenser av EUs forsøk på å etablere et felles europeisk kraftmarked. Disse konsekvensene vil innebære å ytterligere befeste kraft som markedsvare, at EUs energibyrå Acer vil gå fra å være et mer passivt tvisteløsningsbyrå, til en mer aktiv aktør som kan ta egne initiativer for å fremme markedrettingen, og at den demokratiske kontrollen over kraftutbygging vil reduseres.

I kapittel 4 *Forsyningssikkerhet og kraftbalanse* diskuterer vi kritisk hvorvidt vi beveger oss mot negativ kraftbalanse og dermed setter forsyningssikkerheten i

spill. En rekke rapporter og initiativer de siste årene har kommet med sterke advarsler om at vi går mot underskudd i kraftbalansen, og dermed må bygge ut mye mer kraft, men vi viser at disse forutsetningene enten er høyst diskutabile, politisk kontroversielle eller direkte feil, noe som svekker argumentasjonen både for at vi må bygge ut mye ny kraft, men også hovedforsvaret for den store kraftutvekslingskapasiteten vi fikk i 2021 – om vi går mot kraftunderskudd, kan det være fornuftig å kunne importere en del, om dette ikke er tilfelle, slik vi hevder, forsvinner dette argumentet.

Og i kapittel 5 *Hvor er vi på vei – og hva må gjøres* oppsummerer vi hva som er situasjonen med dagens retning, som vil innebære marginale klimakutt, sterkt press for utbygging av vindkraft på land, normalisering av høye og markedsstyrte strømpriser og nedleggelse av norsk industri. Vi analyserer videre rommet innenfor EU, hvilke utfordringer vi står ovenfor, og hva som må gjøres om vi ønsker å bevare kraftpriser som en konkurransefordel. Tiltakene vi foreslår er som følger:

- Makspris på strøm (30-50 øre per kWh) basert på produksjonskostnader og påslag for både privatkunder og næringsliv.
- Toprissystem som sikrer rimelig strøm til folk flest, men også skaper insentiver som hindrer sløsing.
- Elektrifisering av petroleumssektoren må i størst mulig grad skje ved havvind.
- Elektrifiseringen av Melkøya må stanses og erstattes med karbonfangst og -lagring.
- Kraften må prioriteres slik at en sier nei til kryptovaluta og tiktoksentre, men i stedet skaper arbeidsplasser og verdiskapning.
- Regulering av krafteksporten for å holde prisene nede og unngå å importere europeiske strømpriser.

- Reforhandling av avtalene om drift av de to utenlandskablene som åpnet i 2021.
- Si nei til å erstatte de to kablene til Danmark.
- Melde oss ut av energibyrådet Acer for å fritt bestemme kraftpolitikken av hensyn til industri, arbeidsplasser og forbrukere, og si nei til EUs fjerde energimarkedspakke.

1. Strømpriskrisen og dens konsekvenser

Siden strømpriskrisen for alvor tiltok sommeren for tre år siden, har det blitt en tradisjon skumlere enn enhver Halloween-markering for oss som bor i dette kalde landet langt mot nord, å frykte hvordan strømprisene kryper oppover i takt med at temperaturene synker utover høsten. Mens de fleste land som kjent har mildere temperaturer og dermed mindre behov for oppvarming enn i Norge, så er det også slik at de fleste andre land baserer seg på gass og andre energikilder for oppvarming – mens vi i Norge nesten utelukkende baserer oss på strøm. Samtidig har billigere kraft enn våre naboland også vært helt sentralt for utviklingen av industri, som har blitt plassert i Norge ikke på grunn av nærheten til markeder, råvarer eller billig arbeidskraft - men på grunn av nærheten til evigvarende vannkraft som ga billigere energi enn på kontinentet. Slik har den billige kraften vært dobbelt avgjørende for det norske samfunn.

Men likevel så står vi her igjen, for fjerde gang på like mange år, uten at det er noen politiske løsninger på strømpriskrisen i sikte for hverken privatkunder eller industri. Den følgende rapporten er et forsøk på å adressere denne situasjonen og foreslå en vei ut.

Samtidig lusker en ny fare foran oss, som ser ut til å kunne institusjonalisere og befeste denne grøsseren: På bordet i det nydøpte Energidepartementet ligger nemlig en pakke lovtekster fra EU som ser ut til å ta ytterligere steg for å sikre at kraft behandles som en hvilken som helst annen *markedsvarer* styrt av tilbud, etterspørsel - og lunefulle og profittmotiverte produsenters anledning til å manipulere vannet i magasinene. Noe som dermed med nødvendighet vil sørge for at prisene er som høyest når behovet er som størst – når kulden setter inn. Og slik strider mot den tenkningen som har ligget bak forvaltningen av kraften som et offentlig eid *fellesgode* for befolkning og næringsliv i Norge.

Vi starter med å oppsummere strømpriskrisen, dens årsaker og konsekvenser (Kap. 1) før vi analyserer bakgrunnen for at kraft i utgangspunktet ble behandlet som en strategisk ressurs, og skissere de grove trekkene i utviklingen av

forvaltningen av den norske kraften, først til et offentlig eid fellesgode, og fra 1990, i økende grad i retning av en ren markedsvare (kap. 2). Så følger en analyse av ambisjonene bak EUs energipolitikk, hvordan den fjerde energimarkedspakken bidrar til å styrke disse, og konsekvensene dette vil ha for å ytterligere befeste utviklingen mot kraft som markedsvare (kap. 3). Et viktig argument for ytterligere integrasjon i et felleseuropeisk kraftmarked, har vært at Norge styrer mot kraftunderskudd, og vi diskuterer derfor kritisk bakgrunnen for fremskrivningene dette baserer seg på (kap. 4), før vi avslutningsvis oppsummerer og foreslår en alternativ vei for norsk kraftpolitikk (kap. 5).

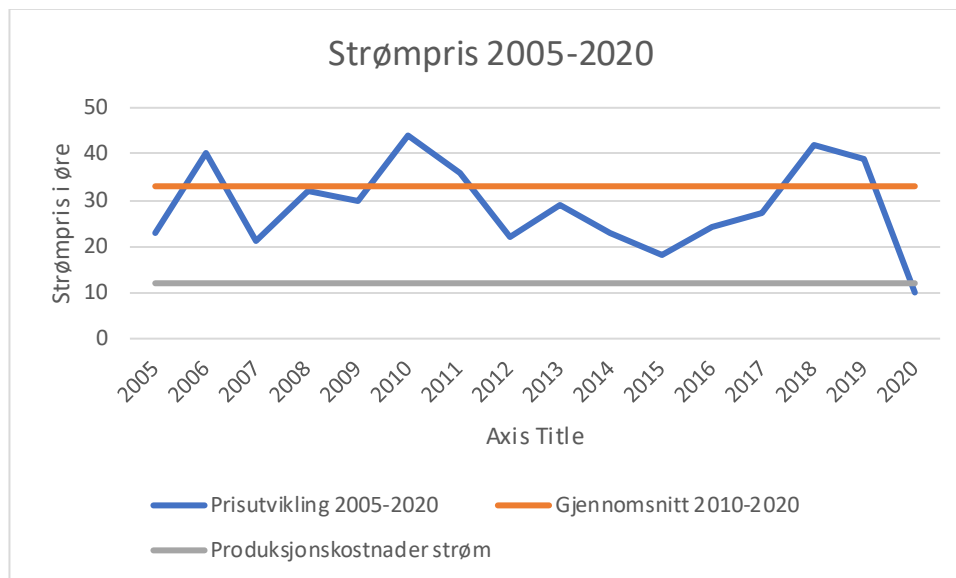
1.1 Utvikling av strømprisen i Norge

Norge har altså tradisjonelt hatt relativt lave strømpriser, om en sammenligner med andre land, noe som særlig har skyldtes de lave produksjonskostnadene for strøm i Norge. Disse kostnadene varierer åpenbart med hvor strømmen 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 Energidepartementet årlig en gjennomsnittlig produksjonspris. For 2024 ble denne satt til 12,31 øre per kilowattime, som er omtrent det samme som tidligere år justert for inflasjon. 11,77 øre i 2023, 11,57 øre i 2022, og 11,4 øre i 2021.¹ Vi ser at produksjonskostnaden er rimelig konstant, og det har den også vært i mange år.

Frem til 2021 var denne gjennomsnittlige produksjonsprisen også tett knyttet til strømprisene, og selv om det har vært noe variasjon i de gjennomsnittlige prisene, fra 44 øre i 2010, til bare 10 øre i 2020, så har prisene likevel i hovedsak variert innenfor et relativt lite spenn mellom 20 og 40 øre. Gjennomsnittsprisen mellom 2005 og 2020 er på 29 øre. Men ettersom det er typisk 2010-2020 som

¹ Se <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/dep/ed/nyheter/2023/konsesjonskraftprisen-for-2024-er-fastsett/id3020045/>

brukes i det offentlige ordskiftet, vil også vi forholde oss til den i det kommende. Den gjennomsnittsprisen var på 33 øre.²



Figur 1. Strømpris 2005-2020. Kilde: Nord Pool, Energi Norge, NVE³

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

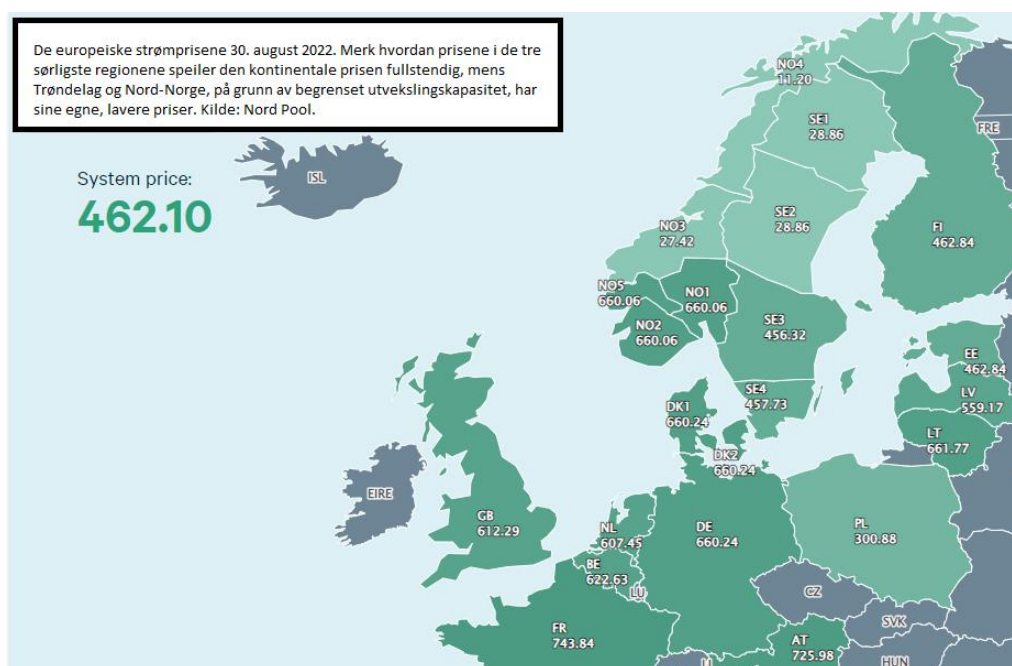
I 2021 begynte så prisen å stige i Sør-Norge, og gjennomsnittsprisen for landsdelen endte på 76 øre per kilowattime for 2021.⁴ Men prisen var stigende gjennom året, og de tre siste månedene av 2021 var snittprisen i Sør-Norge på 126 øre per kilowattime. Vi fikk strømpriskrisen.

² Det opereres med noe ulike tall for gjennomsnittsprisen i disse årene, avhengig av hvilke kilder en bruker. Vi forholder oss til det gjennomsnittet 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.

³ 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.

⁴ Se <https://e24.no/olje-og-energi/i/34Xax0/saa-dyr-ble-stroemmen-i-desember>

Da vi skrev rapporten *Strømpriskrisen: Årsaker og effektive mottiltak i 2022*, skrev vi om strømprisrekorden på 395,41 øre den 21. desember 2021 – og toppunktet 612 øre.⁵ Men i 2022 ble disse rekordene grundig knust, med helt ekstreme strømpriser gjennom sommeren – til tross for varmt vær og lavere innenlandsk etterspørsel. Tirsdag 30. august kom rekorden 6,60 kroner i Sør-Norge, mens den dagen før var oppe i hele 8,22 kroner per kWh mellom 18 og 19 i Sørvest-Norge.⁶



Figur 2. Strømprisene i Europa 30. august 2022. Kilde: Nord Pool.

Så falt prisene noe utover høsten, og Energiminister Terje Aasland proklamerte det som en ekte gladsak den 16. november at de forventede prisene for vinteren bare ville ligge på rundt 2 kroner kWh. Slik gikk det imidlertid ikke, og i desember vendte prisene tilbake til det vi har kalt «den nye normalen» - det vil si strømpriser på mange kroner, og flere dager over 4 kroner i Sør-Norge. I

⁵ For en oversikt over disse tallene, se De Facto-rapporten «Strømpriskrisen. Årsaker og effektive mottiltak» skrevet av Isak Lekve og Idar Helle.

⁶ <https://www.tv2.no/nyheter/innenriks/ny-stromrekord-i-sorvest-norge/15051511/>

desember 2022 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 kroner⁷, mens det mandag 11. desember kostet i gjennomsnitt 2,53 kroner i Nord-Norge.⁸



Figur 3. Prisutvikling 2022. Kilde: RME

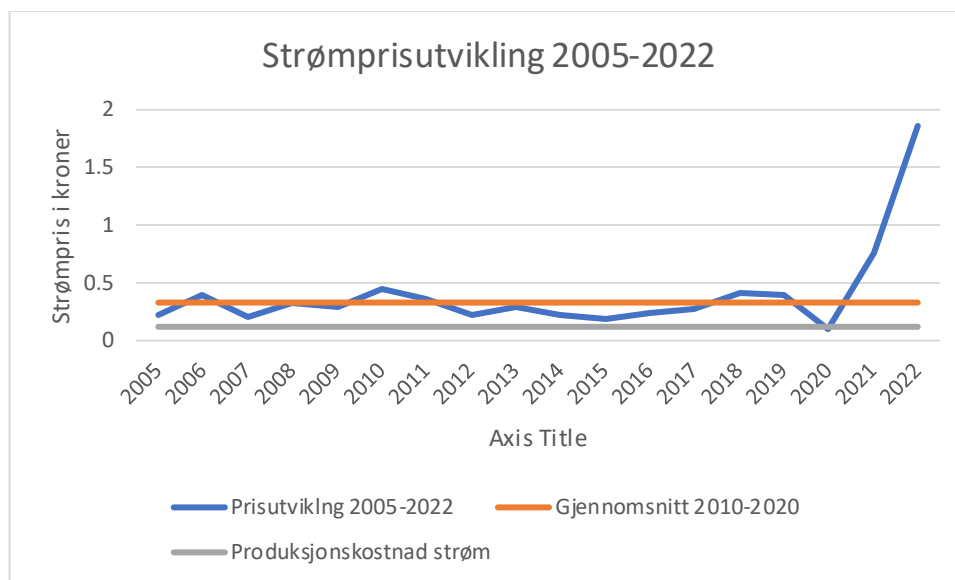
Gjennomsnittet for 2022 endte på 1,86 kroner i Sør-Norge, med en månedstopp for september da strømmen kostet 3,59 kroner kWh.⁹ Vi ser at selv de laveste månedlige prisene i 2022, altså var høyere enn gjennomsnittet for 2021. Og den

⁷ <https://e24.no/olje-og-energi/i/xgJ7wp/ny-stroemprisrekord-i-midt-norge>

⁸ <https://www.dagsavisen.no/nyheter/innenriks/2022/12/11/stromprisene-stiger-i-hele-landet-rekord-i-nord-norge/>

⁹ Tallgrunlaget 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 NO1/5. Se ellers <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/>

ekstreme prissituasjonen i 2021 og 2022, ga oss anledning til å lage følgende talende figur, som sier noe om hvor ekstrem strømpriskrisen faktisk er:



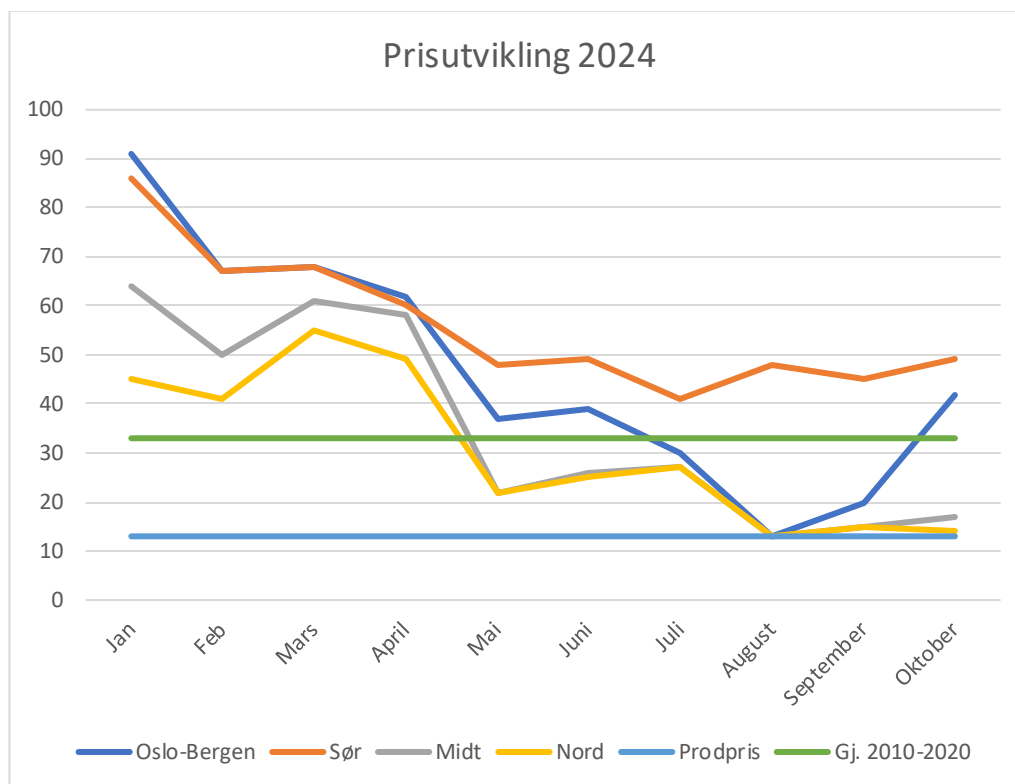
Figur 4. Strømprisutvikling 2005-2022. Kilde: Nord Pool, Energi Norge, NVE, RME¹⁰

I 2023 var prisene tilbake på et nivå som i 2021, med priser i NO1 (Sør-Øst) og NO5 (Vest) på 95,4 øre kWh. Men en interessant utvikling i løpet av 2023, var at NO2 (Sør) fra juni begynte å leve sitt eget liv, og gjennomsnittsprisen her endte betydelig høyere, på 113,3 øre kWh. Dette er paradoksalt, ikke minst siden NO2 har den høyeste kraftproduksjonen av alle prisområdene, med mellom 40 og 50TWh årlig. Årsaken er selvsagt at det også er i NO2 de nye strømkablene til Tyskland og Storbritannia ilandsettes. Kapasiteten i disse er så stor, at NO2 i praksis blir tettere knyttet til prisene i disse markedene enn NO1 og NO5.

Dette bildet har fortsatt i 2024, hvor prisene har stabilisert seg på et lavere nivå enn i 2023, som det fremgår av figur 5, med gjennomsnittspriser på henholdsvis

¹⁰ Det kan 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.

46,9 øre/kWh (NO1 og NO5), 56,1 øre/kWh (NO2), 35,3 øre/kWh (NO3) og 30,6 øre kWh (NO4):



Figur 5. Strømprisutvikling 2024. Kilde NVE

Men også i 2024 har prisutviklingen for Sør i løpet av året skilt seg kraftig fra Vest og Sør-Øst. Fra i dag skal også et nytt system for utjevning av strøm nasjonalt innføres. Dette er ment å gi noe høyere priser i prisområdene Midt og Nord, og noe lavere i Sør. Vi husker at de to nye kablene skulle øke strømprisene med kanskje to øre, og hvordan det gikk, og en lignende analyse har vi fått denne gangen:

E24 Norges største næringslivsaviser

Børs Aksjelive Tips oss! [Logg inn](#) [Bli abonnent](#) ☰

Kan få 9 øre dyrere strøm

Økte strømpriser er sjelden populært, men trøndere og nordlendinger har for tiden vesentlig lavere priser enn strømkunder i Sør-Norge.

- I forrige uke var strømprisen utenom nettleie og avgifter bare på noen få øre per kilowattime i snitt i prisområdene for Midt-Norge og Nord-Norge.
- I de sørligste prisområdene var prisen på mellom 32 øre kilowattimen og 43 øre kilowattimen utenom nettleie og avgifter.

[Les også](#)
Strømmellen i sør vedvarer: – En uting→

Priseffekten av det nye systemet er usikker, men testingen tyder på at strømprisen kan øke med rundt ni øre per kilowattime i Midt-Norge og seks øre per kilowattime i Nord-Norge.

Samtidig kan prisene falle med om lag 2-5 øre per kilowattimen i de sørlige prisområdene.

– Det vil kanskje gi reaksjoner nord i landet, men ifølge Statnett er dette samfunnsøkonomisk nyttig for landet?

– Testingen indikerer at for alle forbrukere i Norge sett under ett vil prisene bli noe lavere i snitt, sier Østli.

Figur 6. E24 28. oktober 2024¹¹

I skrivende stund er det dog uklart hvor stor effekten vil bli.

1.2 Strømpriskrisens årsaker

Som vi skrev ovenfor, pleide strømprisene å ligge lavere i Norge enn sammenlignbare land, på grunn av den lavere produksjonskostnaden. Denne sammenhengen ble imidlertid brutt i løpet av 2021 slik De Facto har dokumentert i tre tidligere rapporter¹². Mens produksjonskostnadene har ligget

¹¹ <https://e24.no/energi-og-klima/i/Mnd9wo/innfoerer-nytt-system-venter-dyrere-stroem-i-nord>

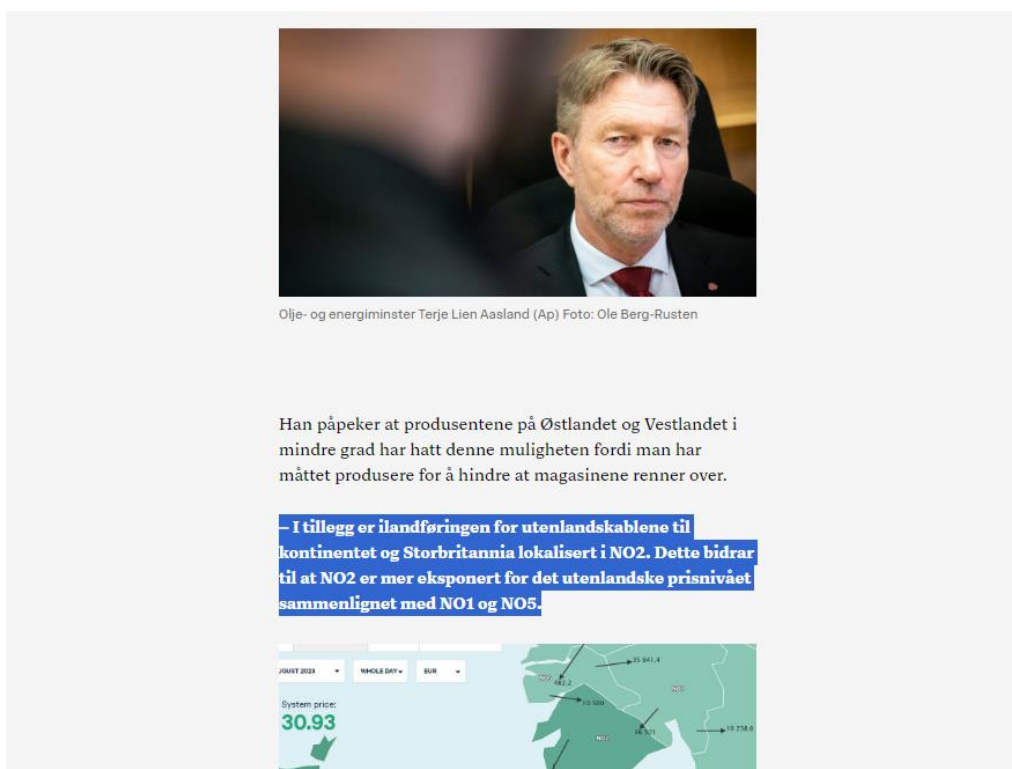
¹² Se De Facto-rapport 1/2022 *Strømpriskrisen: Årsaker og effektive tiltak* (av Isak Lekve og Idar Helle), De Facto-rapport 1/2023 *Hvordan fastsettes de norske strømprisene:*

fast på rundt 12 øre per kWh, har prisene nå stabilisert seg på et varig høyere nivå. Dette er, slik nå også energiminister Terje Aasland anerkjenner,¹³ en direkte konsekvens av åpningen av de to nye strømkablene til Tyskland og England i 2021, og tilknytningen til det europeiske markedsbaserte kraftsystemet. Kablene økte utvekslingskapasiteten mellom Sør-Norge og høyprisområdene på kontinentet og i Storbritannia med langt over 100 prosent.

Strømpriskrisen har rammet hele Sør-Norge, men paradoksalt nok, rammer den altså NO2 – den strømregionen med de største vannmagasinene og det største kraftoverskuddet – klart hardest, noe som ble stadig mer tydelig gjennom 2023, og som har fortsatt inn i 2024.

Konsekvenser for industri og næringsliv (av Isak Lekve) og De Facto-rapport 3/2023 Farvel til kraftbørsen (av Isak Lekve).

¹³ Se Terje Aaslands skriftlige svar til representant Sofie Marhaug, dater 28. august 2023, eller begrunnelsen for å gravlegge NorthConnect-kabelen:
<https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/EQBn3P/regjeringen-sier-nei-til-omstridt-stroemkabel>



Figur 7. Oppslag fra Nettavisen 27. august 2023.¹⁴

Dette kan enkelt forklares nettopp slik som energiminister Terje Aasland selv gjør det – ved at det er i denne regionen kablene til Tyskland og Storbritannia blir ilandsatt. Dermed er regionen betydelig mer utsatt for utenlandsk prissmitte enn i resten av landet, og konsekvensen er at en rekke selskaper i regionen nå vurderer enten å legge ned eller å flytte sin produksjon til andre regioner.

Prisutviklingen kan altså heller ikke forstås isolert som et spørsmål om tilbud og etterspørsel i Norge eller norske strømregioner. Til tross for høye priser de fire siste årene, har vi produsert veldig mye mer kraft enn vi har brukt. Vi har en total produksjon årlig på om lag 150TWh, av dette hadde vi et overskudd på 17 TWh i 2021, 13 TWh i 2022, og 17,9 TWh i 2023. Til nå i 2024 har netto eksport vært på nesten 16 TWh.

¹⁴ Se <https://www.nettavisen.no/okonomi/klar-beskjed-om-stromregningen-utenlandskablene-gir-dyr-strom-i-sor-norge/s/5-95-1282431>

Hva skjer så med denne kraften? Den blir eksportert gjennom de nye strømkablene.

Likevel er det ikke eksporten i seg selv som gir oss import av høye strømpriser, men den økte *kapasiteten* i spesielt de to siste kablene, som gjør eksporten mulig. Bare med økt kabelkapasitet kan tyske meglere handle kraft i de norske strømrregionene, og videreselge den i Tyskland. Prisen blir satt basert på hva en strømtrader i Tyskland vil betale for strømmen gjennom børs. Det er den dyreste strømmen som setter prisen på all strøm som selges i hele markedet.¹⁵

1.3 Strømpriskrisens konsekvenser

Strømpriskrisen har utløst frustrasjon blant forbrukere og næringsliv, og det er også trolig at strømpriskrisen var en medvirkende årsak til regjeringspartiernes elendige valgresultat i kommunevalget høsten 2023.

De Facto har over flere rapporter dokumentert betydningen av strømprisene for norsk industri. 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 enkelt-selskaper som sliter, og det skaper også strukturelle utfordringer for bransjen at prisene er så høye, blant annet ved at den kraften selskapene får

¹⁵ For en mer detaljert beskrivelse av hvordan dette systemet konkret fungerer, se De Facto-rapport 1/2023 *Hvordan fastsettes de norske strømprisene: Konsekvenser for industri og næringsliv* (av Isak Lekve).

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.

Kraftforedlende industri

Den kraftforedlende industrien står for rundt 30 prosent av totalforbruket i Norge, som gir grunnlag for om lag 15-16 000 arbeidsplasser. 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 prosessindustrien på 400 millioner NOK.¹⁶ 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

¹⁶ Se <https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/aktuelt/gronn-veksteller-kabler/>

overskuddet eller øker underskuddet med rundt ti prosentpoeng (..) og at det er jo veldig få som har over ti prosent margin.»¹⁷

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.¹⁸

Men forskjellen på gjennomsnittlig strømpris i perioden 2010-2020 og gjennomsnittet i 2021 var altså 43 øre, og opp mot gjennomsnittet for 2022 er det hele 15 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 når fastpriskontraktene går mot slutten. Det er heller ikke noen som er uenig i en slik virkelighetsbeskrivelse. Den kraftforedlende industrien i Norge lever av forutsigbar tilgang til billigere kraft enn i våre naboland.

¹⁷ 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

¹⁸ Se De Facto-rapport 1/2019: EUs energiunion, strømprisene og industrien.



Forbruket i industrien har falt med et Alta-kraftverk i måneden

Kraftforbruket i industrien har vist en fallende tendens siden starten av 2022. Forbruket i juni var nesten 600 GWh lavere enn i januar i fjor.

24. juli 2023 5:01 OPPDATERT 24. juli 2023 10:08

Av Arne Sølland 

Figur 8: Nettavisen Europower 24. juli 2023

Til tross for fastprisavtalene, er en hel rekke selskap innen kraftforedlende industri direkte rammet. I rapporten *Hvordan fastsettes de norske strømprisene: Konsekvenser for næringsliv og industri* gjennomgikk vi noen av disse. Glencore nikkerverk fikk ekstra strømutgifter på 200 millioner, Benteler Automotive Raufoss fikk 50 millioner høyere regning, mens Hydro Aluminium stengte ned ovner og solgte kraften direkte til kontinentet – fordi verdien av kraften ble høyere enn produktet de egentlig lager.

Disse og mange andre eksempler viser at norsk industri blir hardt rammet. Det ser vi også av at kraftforbruket i norsk industri mellom januar 2022 til sommeren 2023 ble redusert fra 19,5 TWh til 17,6 TWh, eller om lag 10 prosent.

Fornybarnæringene

Regjeringen lanserte sommeren 2022 det de kalte et Veikart for grønt industriløft, som også ble oppdatert i 2023. Veikartet inneholder 100 tiltak, og det er særlig syv satsingsnæringer som trekkes frem:

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

For en batterifabrikk, vil strømprisene utgjøre en vesentlig del av utgiftene, og en slik gigafabrikk som eksempelvis Morrow planla, vil få økte utgifter til strømpriser på om lag 2 milliarder NOK om en sammenligner gjennomsnittet fra 2010-2020 med gjennomsnittet for 2022, og det var derfor forutsigbart – og spådd i tidligere De Facto-rapporter - at dette prosjektet kom til å grunnstøte.¹⁹

¹⁹ Se De Facto-rapporten *Hvordan fastsettes de norske strømprisene* (av Isak Lekve), side 42-47.

En annen aktør som ønsket å bygge gigafabrikk for batterier, er Freyr, som har ønsket å skape 2 500 arbeidsplasser direkte. De er lokalisert i Mo i Rana i Nord-Norge, og har dermed foreløpig vært vernet for strømpriskrisen, og gikk dermed lenge videre med sine planer, men etter at regjeringen annonserte at enorme mengder av Nord-Norges kraft skal reserveres Equinors elektrifisering av Melkøya, så flere aktører i landsdelen at fremtiden for kraftforedlende industri også her ble krevende. Bare dager etter elektrifiseringsvedtaket, slo solkraftselskapet Norwegian Crystals fra Glomfjord seg konkurs²⁰, og 9. november samme år annonserte også Freyr at de kutter kraftig i sin batterisatsing i Mo i Rana.²¹ Nå er det lite som tyder på at dette prosjektet kommer i gang igjen, og gigafabrikken blir mest sannsynlig stående tom.

Det samme bildet avtegner seg på karbonfangst,²² og -lagring, og hydrogen/ammoniakk. Grønt 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.

²⁰ Se https://www.nrk.no/nordland/norwegian-crystals-er-konkurs_-70-personer-mister-jobben-1.16523978

²¹ Se <https://www.nrk.no/nordland/freyr-kutter-kraftig-i-batterisatsingen-i-mo-i-rana-1.16630920>

²² 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 har blitt hypet som en av de virkelig store nye grønne næringene. Sintef estimerer at produksjon av hydrogen fra naturgass med CO₂-håndtering vil kunne gi 25 000 til 35 000 arbeidsplasser. Sintef estimerer også at et europeisk hydrogenmarked vil kunne nå 1 200 milliarder NOK i 2050.²³

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 hydrogen for fremtidens grønne skifte, så besøkte han Siemens Energys turbinfabrikk i Berlin.²⁴

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.

²³ Se Sintef-rapporten «Energi og Industri» fra 2019.

²⁴ Se TV2 30. november 2022.

1.4 Makrotall og hva som står på spill

I tillegg til kraftforedlende industri og fornybarnæringene, har selvsagt strømpriskrisen betydning for resten av næringslivet, offentlig sektor, og mye mer.

I rapporten *Hvordan fastsettes de norske strømprisene: Konsekvenser for næringsliv og industri* viste vi konsekvensene for Hadeland Glassverk, Røros Hotellgruppen, Rec Solar, Drivstua Gartneri, Reppens Bakeri, Fatland AS, Gudbrandsdal Slakteri og Museum Vest, og bildet er det stort sett det samme: Nye utgifter i millionklassen, gjør fremtiden usikker. For Museum Vest sin del så vi høsten 2023 at de stenger flere av sine utstillinger (som Fjell Festning) for å spare penger.

Den kraftforedlende industrien eksporterer for 200 milliarder. Dette er over halvparten av den totale norske eksporten av det vi kan kalle tradisjonelle industriprodukter, og industrien er dermed svært viktig for norske statsfinanser og dermed mer indirekte, finansieringen av velferdsstaten.

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

Betydningen av denne industrien er altså betydelig i form av sysselsetning – men enda større når en reflekterer over hvor viktig den er for disse stedene. På Sunndalsøra sysselsetter eksempelvis Hydro 700 av en total arbeidsstyrke 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. Til tross for regjeringens ambisjoner og ønsker, så er de fleste av disse nå i ferd med å krasje, og det er derfor umulig å vite hvor mange potensielle arbeidsplasser vi kan ha gått glipp av, men om både hydrogen/ammoniakk, karbonfangst og -lagring og batteriproduksjon for alvor hadde kommet i gang, snakker vi i hvert fall om titusenvis av arbeidsplasser. I tillegg til styrket konkurransekraft i prosessindustri og ringvirkningseffekter.

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.²⁵ Industrien har selv en målsetning om nullutslipp i 2050. I et globalt perspektiv, er et av de beste klimatiltaket vi kan gjøre, å sørge for at mer kraftforedlende industri flytter til Norge.

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. Det globale gjennomsnittet er 16 tonn. Aluminiumsproduksjon

²⁵ Se rapporten «Kraftintensiv industri» av Isak Lekve, skrevet for Manifest Tankesmiens Grønn Industri 21-prosjekt.

i Norge slipper altså ut rundt 20% sammenlignet med utslippene knyttet til produksjon internasjonalt.

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. 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.

I tillegg kommer konsekvensene for forbrukerne. SSB hevder at strømprisen er en direkte årsak til økningen i konsumprisindeksen, og dermed inflasjonen og rentefastsettelsen. Hele strømpriskrisen får slik en firedobbel 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. Så får vi lavere lønnsøkninger, siden kommuner og bedrifters lønnsevne svekkes når de må bruke mer på høyere strømreregninger, og sist så betaler vi mer i lån fordi Norges Bank skal motvirke prisøkningene gjennom rentefastsettelsen. Strømpriskrisen rammer slik bredt og skjævt.

Inflasjonen og renten rammer også resten av næringslivet og offentlig sektor. Alle bedrifter og offentlige virksomheter med lån, bruker nå en veldig mye større del av inntektene sine på å betjene lån. Den pågående krisen i kommunesektoren er slik et ektefødt barn av strømpriskrisen.

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:

- Økonomien i en rekke husholdninger
- 40 000 arbeidsplasser i og rundt kraftforedlende industri
- Selve eksistensen til et titalls industristeder spredt utover hele landet.
- Konkurransen 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.
- Store klimagassutslipp.
- En betydelig del av det økonomiske grunnlaget for velferdsstaten.
- Kommunale tjenester over hele landet
- En betydelig del av fagbevegelsens kampkraft.
- 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. Vi vil i neste kapittel analysere bakgrunnen for at vi likevel er kommet i en situasjon

hvor strømprisene ikke lengre fremstår som en konkurransefordel for norsk industri.

2. Strøm fra fellesgode til markedsvare

I det følgende kapitlet vil vi kort gjennomgå bakgrunnen for dagens kraftpolitiske regime. Men la oss først starte med å si noe mer prinsipielt om hva som skiller strøm fra de fleste andre varer.

2.1 Strøm som strategisk vare

I Norge har strøm i hovedsak vært behandlet som en noe annet enn vanlige varer. Dette skyldes strømmens helt spesielle karakter, og det kan oppsummeres i en rekke punkter:

- En kan vanligvis ikke bruke strøm i seg selv (annet enn til slikt som elektriske dyregjerder). Strømmen får sin nytte når den brukes i andre prosesser. Den er alltid en integrert del av annen produksjon. Dette gjør det viktig å alltid forstå organiseringen og utviklingen av «markedet» for kraft knyttet til annen produksjon.
- Brukere av strømmen kan ikke skille mellom ulike "typer" strøm. Når strømmen kommer ut av stikkontakten er det ingen forskjell på "kvalitet" eller «opplevelse». Dette gjør at markedet på forbrukssiden får en mer konstruert karakter. Spesielt betyr det at systemet med en lang rekke kommersielle kraftselskaper som gjennom konkurranse skal markedsføre strøm til kundene, er et ganske merkelig mellomledd. Likevel er det nettopp en slik type kunstig kommersiell konkurranse (et «pseudomarked») som har blitt skapt i kraftmarkedet. Dette skjedde tidlig i Norge, da den nordiske elbørsen ble opprettet på 90-tallet. Men nå er det en viktig del av EUs energimarkedsstruktur at denne konkurransen skal opprettholdes og finjusteres på EU-nivå: «Sund konkurranse på detailmarkederne er avgjørende for at sikre en markedsstyret indførelse af nye tjenesteydelser, der imødekommer

forbrukernes skiftende behov og muligheter, samtidig med at fleksibiliteten i systemet øges.»²⁶

- Store kraftverk krever eksepsjonelt store investeringer. Under ingen politiske systemer er dette investeringer som kan gjøres uten politiske beslutninger, siden produksjonen nødvendigvis påvirker naturverdier og annen infrastruktur. Det er snarere det å prøve å skape en markedsstruktur som ligner *ideen* om et perfekt marked med inn- og utreise fra mange aktører som kan konkurrere gjennom prissignaler, som krever en ideologisk drevet (over)statlig styring.
- De fysiske nettverkene som skal transportere strømmen utgjør såkalte naturlige monopol. Det er ikke rimelig eller mulig å ha konkurrerende kabler for at strømmen skal gå mellom produksjon og forbruk. Lovverk og kontroll må til for å opprettholde den markedsstrukturen der ulike aktører må forholde seg kommersielt til hverandre, fremfor å se produksjon og distribusjon av elektrisitet som en grunnleggende samfunnsoppgave.
- En kan lagre små mengder strøm i batterier, men store mengder strøm vil i utgangspunktet ikke kunne lagres pga pris. I prinsippet må strømmen som brukes ved hvert tidspunkt produseres i samme øyeblikk.²⁷ Denne særegenheten gir vannkraften – som utgjør kjernen i norsk kraftproduksjon – en spesiell rolle. Vannkraft er nemlig regulert på en spesiell måte blant ikke-fossile produksjonskilder. Kjernekraft kan reguleres i en viss utstrekning, men kjøres av kommersielle grunner

²⁶ EU-direktiv 2019/944, preambel, pkt. 10

²⁷ Det er muligheter for å bruke kraften fra strøm til å lagre energi i andre former, for eksempel i form av batterier eller i form av gass som senere kan «utlades» som strøm. Dette er viktige teknologier hvor ulike former for utviklingsarbeid pågår og som forventes å bli stadig viktigere, både som kraftkilde og for fleksibiliteten i systemet, når andelen ustabil kraft øker. Flexibiliteten skapes ved at bruken av strøm for å «lade» batteriene eller gassen, kan variere.

vanligvis med full kapasitet som grunnlast i systemet. Vind- og solkraft er avhengig av skiftende værforhold. Vannkraft kan (innenfor visse grenser) reguleres ved at man slipper ut vann som er samlet i bassengene, i større eller mindre grad. Dette er en viktig faktor når vi ser på forholdet mellom norsk kraftproduksjon og EUs vilje til harmonisering.

- At det må være balanse i nettet, betyr også at overføringskapasiteten mellom ulike deler av nettet er en del av produksjonsbetingelsene for strøm. Transportstrukturen for strøm er spesifikk for kraft på en måte som skiller seg fra de fleste andre varer. (Samme containere, skip, lastebiler osv. kan frakte forskjellige typer gods. Strømkabler transporterer strøm). Dette betyr at overføringskapasitet og produksjonskapasitet må analyseres sammen når man ser på kraftsystemet. For Norge innebærer dette konkret at kapasiteten i kablene som forbinder Norge med andre deler av Europa har avgjørende betydning.
- At strøm enten må produseres i tilknytning til der den trengs, eller transporteres i spesielle kabler, har hatt en avgjørende betydning for fremveksten og organiseringen av industriell produksjon. Her er det snakk om lange historiske prosesser, hvor geografiske forhold og strategiske politiske beslutninger spiller inn. At det forholder seg slik, er ikke noe unikt for Norge. For eksempel har tilgang til kull og infrastrukturen for å transportere olje og gass – og konflikter rundt dette – spilt en viktig rolle i industriell utvikling rundt om i verden. Det vi her minner om er at norsk geografi og norsk energipolitikk med vannkraft som sentrale faktorer, er nært knyttet til nærings- og samfunnsstrukturen i Norge. Dette betyr igjen at en frampresset harmonisering av kraftmarkedet i Europa også presser på for en «harmonisering» av den industrielle og sosiale strukturen. Men å bruke (politisk skapte) markedskrefter for å presse på for endringer av ting som er forankret i historie og geografi, medfører store samfunnskostnader.

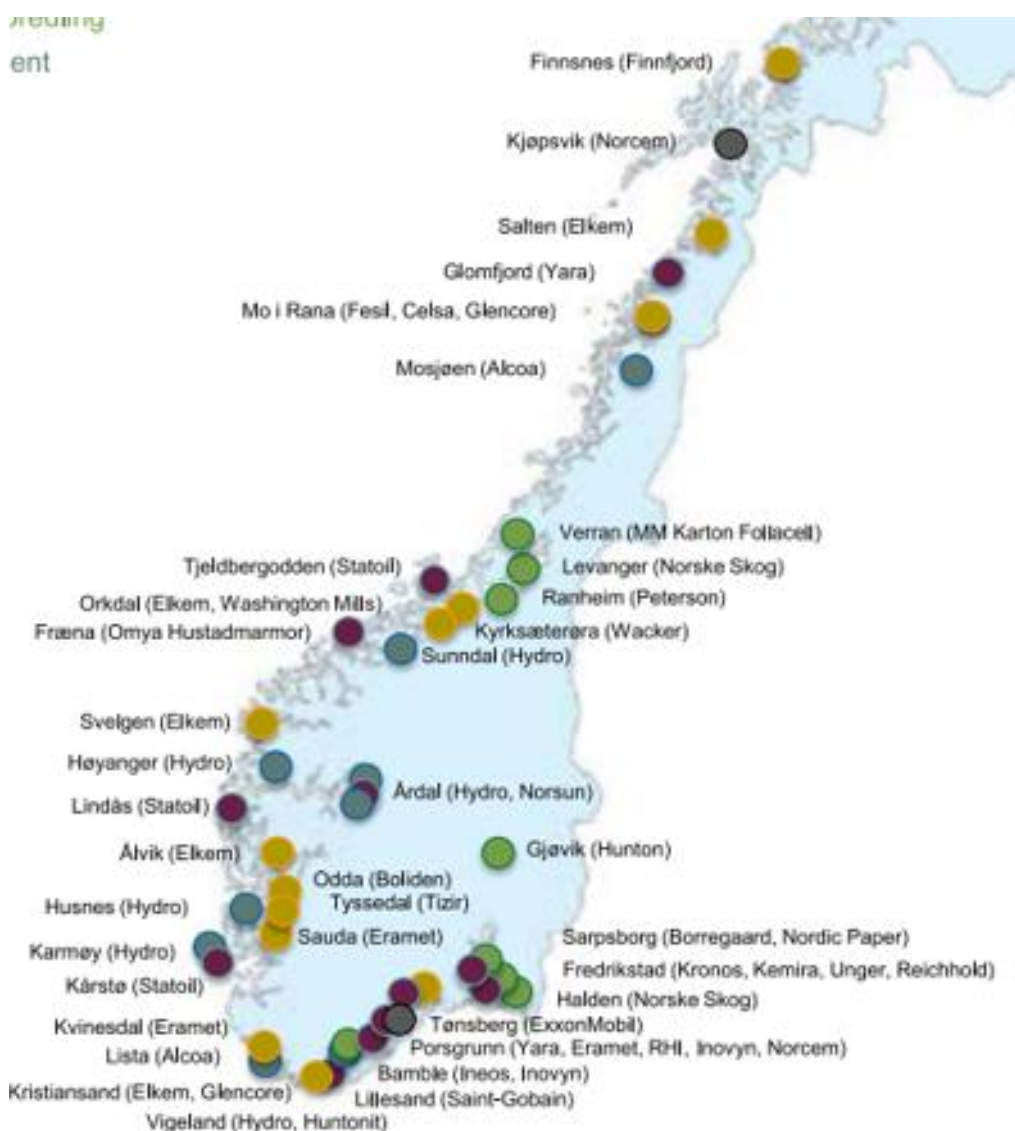
- For Norge er det avgjørende spørsmålet hvorvidt kraftproduksjon skal ses som et *råstoff*, hvis produksjonsbetingelser og flyt bestemmes av markedspriser, i markeder hvor det er kraftbehovet til andre aktører som er toneangivende. Fra et strengt markedsliberalt ståsted er det akkurat slik det *skal* være: Hvis norsk kraft produseres billig og rent, gjør den mest nytte i for eksempel industriproduksjon på kontinentet, og norske bedrifter og forbrukere kan heller bruke penger fra den solgte kraften. Men i realiteten er det veldig stor forskjell på hva som skjer i økonomien og samfunnet, dersom et land satser på industriproduksjon eller råvareeksport. (Det er ikke tilfeldig at rike land kalles i-land, dvs. industriland). Utviklingen av produktivitet som stimuleres i industriell produksjon handler om å bygge opp kunnskap og ferdigheter blant arbeidere i ulike bransjer, og om vitenskapelig, teknisk og organisatorisk kompetanse som er knyttet til konkrete produksjonsbehov. Det er ikke mulig å «erstatte» dette med finansstrømmer fra salgsinntekter av kraft. At «strøm skal være en sosial ressurs under demokratisk politisk kontroll»,²⁸ som Fellesforbundets kongress har uttalt, er et viktig standpunkt for en realitetsbasert forståelse av økonomisk utvikling.
- Norge har hatt og har et spesifikt *industrielt* konkurransefortrinn fra tilgang på ren og billig kraft. Det er akkurat dette konkurransefortrinnet EU-systemet er ute etter å fjerne.

2.2 Strøm: 100 år som fellesgode

Da den teknologiske utviklingen først åpnet muligheten for å produsere strøm gjennom å legge fosser i rør for over hundre år siden, forsøkte både engelske og tyske oppkjøpere å kjøpe opp norske fossefall for en billig penge – ofte ved å skjenke bøndene som eide dem med brennevin.

²⁸ <https://fellesforbundetavd2.no/wp-content/uploads/2023/11/strom.pdf>

Imidlertid var det en sterk bevissthet om at strøm var noe annet – og noe mer – enn bare en hvilken som helst handelsvare, nettopp basert på en del av de punktene vi gjennomgikk ovenfor. Og den norske regjeringen ledet av Venstre under statsminister Gunnar Knudsen, lanserte i 1906 de såkalte «panikklovene» for å stanse oppkjøp av den verdifulle fossekraften. Kongsjonslovgivning med hjemfallsrett til fellesskapet ble så vedtatt i 1909.



Figur 9. Geografisk oversikt over norsk industri.

Siden da var vannkraften med billig strøm en forutsetning for at Norge ble et industriland. Industribyggeren Sam Eyde, som grunnla det som senere ble Norsk Hydro, sa at strøm skulle ikke selges, men være en innsatsfaktor for verdiskaping for industrien – og vi fikk kraftforedlende industri spredd utover hele landet, knyttet til stadig flere rørlagte fossefall.

I tillegg var det også et politisk mål at alle husstander skulle ha strøm på samme måte som vann, og en massiv utbygging av vannkraften med offentlig styring og eierskap ble iverksatt, først av Venstre, og etter krigen, hovedsakelig ledet av Arbeiderpartiet. Vi fikk et kraftsystem med billig og evigvarende vannkraft med gode rammevilkår for industrien.

Kraftpolitikken dannet også utgangspunktet for petroleumspolitikken slik den ble formulert gjennom «de ti oljebud» i 1971,²⁹ ved at oljerikdommen ble offentlig eid og styrt og tjente fellesskapet. I dag har det norske fellesskapet et petroleumsfond på over 19 000 milliarder som brukes til billigere barnehager eller andre gode formål.

2.3 Energiloven av 1990 og dagens kraftmarked

Strøm fra vannkraft var offentlig eid og styrt infrastruktur på linje med vei, vann og kloakk. 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

²⁹ Hovedkonklusjonene i innstilling nr. 294 fra Stortingets utvidete industrikomité i 1971, under behandling av Stortingmelding nr. 76 (1970-71).

med i dag, hvor det er om lag 130 strømsalgsselskaper i Norge, som henter ut milliarder i profitt hvert år.

Vi ser altså at dette etter Energiloven er blitt en uregulert jungel. 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.

Det vi vanligvis mener når vi snakker om strømprisen, er den prisen som bestemmes på kraftbørsen Nord Pool en dag av gangen. Dette kalles for spotprisen. Litt forenklet, kan man si at alle aktører som opererer på børsen gir bindende bud på hvor mye de ønsker å kjøpe eller selge strøm for. Budet gjelder per time og prisområde (Norge er delt inn i fem slike prisområder). Gjennom en avansert beregningsalgoritme (Euphemia) bestemmes så en likevektspris som altså gjelder per strømregion og time.

Overføringskapasiteten mellom strømregioner har en avgjørende betydning for prisen. Når algoritmen fastsetter prisene, bestemmes det samtidig hvor mye strøm som skal gå mellom regionene. Kraften skal flyte fra områder der strømmen er billigere til områder hvor den er dyrere *så lenge det finnes tilgjengelig overføringskapasitet*.

Modellen for prissetning kalles for *marginalprising*. Det betyr at det er «den sist produserte» kWh som er etterspurt, som setter prisen på all strømmen i hele markedet. Om det for eksempel finnes tilstrekkelig etterspørsel for å sette i gang fossile kraftverk med relativt dyr produksjonskostnad en gitt time, vil dette sette prisen på for alle som kjøper strøm i prisområdet denne timen. Det gir høye fortjenester for de som produserer til en lavere pris, men innebærer også en høyere pris for de kjøperne som hadde kunnet få kraft til en lavere pris.

Ettersom strømregionene henger sammen, vil altså kombinasjonen av større etterspørsel og tilgjengelig overføringskapasitet i et *tilgrensende prisområde*

føre til *prissmitte* til prisområder med lavere produksjonskostnader, selv om produksjonen er tilstrekkelig for å oppfylle forbruket i prisområdet.³⁰

Det slående med dette systemet er at det fremstår helt konstruert for å etablere *stabilitet og forutsigbarhet*. Likevel er det det stikk motsatte som er blitt resultatet.

2.4 Utenlandskablene og krafteksporten

Målet med det markedsbaserte systemet som ble innført med Energiloven, var først og fremst å sørge for effektiv ressursallokering, og at en produsere eksakt så mye som skal brukes.



Figur 10. Kraftkablene fra Norge til våre naboland. Kilde: NRK³¹

³⁰ For en grundigere gjennomgang av prisfastsettelsen på Nord Pool, De Facto-rapport 1/2023: Hvordan fastsettes de norske strømprisene.

³¹ Se <https://www.nrk.no/norge/xl/fortellingen-om-kraftkablene-1.16060842>

At prisene varierer med markedet, skulle bli et virkemiddel for å nå dette målet, og slik skulle en unngå både strømrasjonering, blackout og sløsing, slik at samfunnet kunne få størst mulig verdier av våre felles ressurser.

Det er bare en liten del av strømmen som flyter mellom prisområder, men det dette fører til er 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.

Ettersom strømmen i de norske prisområdene i utgangspunktet er billigere enn i eksempelvis de tyske, vil det for tyske meglere være gunstig å kjøpe opp den norske strømmen og selge den videre i Tyskland, og de er bare begrenset av *kapasiteten i kablene* for hvor mye de i prinsippet kan gjøre dette. Ettersom de norske kraftselskapene er kontraktsbundet til å levere strøm til sine kunder, må de derfor by *like mye* som de tyske meglerne *bare for å beholde strømmen i Norge*. Derfor er det i prinsippet feil at strømprisen øker når vi *importer kraft basert på dyrere energikilder som gass*. Norge trenger ikke *importere noe som helst* for å importere prisene. Det er nok at prisene øker i markedet hvor meglerne er situert. **Det er muligheten til å eksportere billig vannkraft, ikke import av dyr gasskraft, som skaper prissmitte.**

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.

Norge har hatt kabler til Sverige og seinere Danmark helt tilbake til 60-tallet. Disse kablene har fungert som utveksling av strøm. Åpningen av de to nye utenlandskablene har imidlertid endret spillereglene i dette systemet. Dette anerkjennes også av Eivind Reiten, som var ansvarlig Olje- og Energiminister i 1990. Han mener i dag at lovens intensjoner ble brutt og forutsetningene endret med de nye utenlandskablene til Nederland (2008), til Danmark (2014) og spesielt til Tyskland og Storbritannia (2021).

De to siste kablene til Tyskland og England utvidet kapasiteten dramatisk, og ettersom det markedsbaserte systemet har gitt kraftprodusentene mål om å maksimere profitt, eksporterte de uhemmet gjennom både 2021 og 2022, slik at vi endte med nesten tomme vannmagasiner på kanten av forsyningskrise mot slutten av 2022.

Når det hevdes at det er de økte gassprisene som er skyld i strømprisene, er dette dermed riktig. Men disse kan bare virke direkte på det norske strømmarkedet *gjennom* en tilstrekkelig utvekslingskapasitet. Det er her de to nye strømkablene som åpnet i 2021 kommer 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 nesten 80 TWh, som altså gjør at vi kunne eksportert rundt 60% av en samlet normalårsproduksjon.

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 i økende grad harmoner med de europeiske prisene. Økt kabelkapasitet øker strømprisene og bidrar til utjevning av strømprisene mellom Europa og Norge.

3. Fra tredje til fjerde energimarkedspakke

Vi har sett at innføringen av Energiloven i 1990, etableringen av Nord Pool og den fysiske sammenkoblingen av de ulike nasjonale kraftmarkedene med utvekslingskabler, har spilt en viktig rolle for å legge grunnlaget for at strøm kan omsettes som en vanlig handelsvare. Likevel er det den juridiske reguleringen gjennom EUs energilovgivning som institusjonaliserer dette.

3.1 EUs ambisjoner

EUs arbeid med energi har som mål å skape et fullt harmonisert indre marked. Dette gjentas og understrekes gang på gang i lovene som EU fastsetter. For eksempel kan man allerede lese i artikkel 1 i den reviderte elektrisitetsforordningen (2019/943) at systemet må «lade markedssignaler være styrende med henblik på øget effektivitet». at det skal muliggjøre «markeds- og sektoriell integrasjon og markedsbasert betaling for elektrisitet», at man ønsker å «fastsette fair regler for grænseoverskridende handel med elektrisitet, for dermed at øge konkurransen på det indre marked for elektrisitet» og at det er viktig å «fastsette mekanismer til harmonisering af reglerne for grænseoverskridende elektrisitetsudveksling». Tilsvarende formuleringer forekommer gjennomgående i de forskrifter og direktiver som Stortinget skal ta stilling til med EUs 4. energipakke.

Fra dette synspunktet er EUs omfattende og detaljerte regelverk fornuftig. Dersom man antar at det er mulig å oppnå størst samfunnsøkonomisk nytte ved å bytte alle varer og tjenester i «perfekte» markeder under «full konkurranse», peker det en klar retning for utformingen av nye regler.

Men: Virkeligheten ser annerledes ut på flere viktige måter. Det betyr at regelverket må tvinge markedsmekanismene frem, noe som, som vi også ser skjer i praksis, krever omfattende, voksende og ovenfra-styrende lovverk.

3.2 Energimarkeder som klimapolitikk

EUs energipolitikk har tydelig uttalte klimaambisjoner. I ACER-forordningen³² er klima allerede nevnt i artikkel 1 punkt 2. Byråets fullmakter er begrunnet med at de etablerer «fælles regulerings- og tilsynspraksisser af høj kvalitet og bidrager derved til en konsistent, effektiv og virkningsfuld anvendelse af EU-retten *med henblik på at nå Unionens klima- og energimål*». EU har også forpliktet seg til Parisavtalen og konkretisert dette i en «klimalov».³³ Blant annet er målet om klimanøytralitet i Unionen innen 2050 etablert, men også et delmål om å redusere klimagassutslippene med 55 prosent sammenlignet med 1990-nivået, innen 2030. Dette refereres for eksempel også til i første punkt i ingressen til EUs nye fornybardirektiv, hvor det uttrykkelig heter at målet krever «øget effektivitet og en betydelig høyere andel af energi fra vedvarende energikilder i et integreret energisystem.»³⁴

Det er åpenbart at EUs klimalovgivning spiller en rolle for å drive klimaomstillingen fremover. Et juridisk utformet EU-regelverk som blir fulgt opp bidrar til at alle land i det indre markedet må handle. Det er også tydelig at markedsreguleringer spiller en rolle for markedsaktørene og at dette derfor har en konkret effekt på ressursflyt og tekniske løsninger.

³² Forordning 2019/942 om opprettelse af Den Europæiske Unions Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder

³³ Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2021/1119 af 30. juni 2021 om fastlæggelse af rammerne for at opnå klimaneutralitet og om ændring af forordning (EF) nr. 401/2009 og (EU) 2018/1999 («den europæiske klimalov»)

³⁴ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv (EU) 2023/2413 af 18. oktober 2023 om ændring af direktiv (EU) 2018/2001, forordning (EU) 2018/1999 og direktiv 98/70/EF for så vidt angår fremme af energi fra vedvarende energikilder og om ophævelse af Rådets direktiv (EU) 2015/652.

Det vi stiller spørsmål ved i denne rapporten er ikke om markedsløsninger på kraftområdet *kan* påvirke klimautslippene, men om en slik *ensidig og ensporet* konstruksjon er den *eneste og beste* måten å gjøre det på – spesielt *for Norge*.

Norge har sine egne internasjonale klimaforpliktelser. Norsk fagbevegelse er ikke bare generelt enig i at disse målene må nås, men spiller også en viktig rolle for å gjøre det mulig. LO-kongressen i 2022 slo for eksempel fast at «alle land [må] bidra til både nasjonale og globale utslippskutt for å begrense global oppvarming i tråd med Parisavtalen. Vårt mål er at Norge skal være et lavutslippssamfunn i 2050».³⁵

I den sammenheng har norsk energipolitikk en avgjørende betydning.

Det er økende politisk press for at Norge på sikt må fase ut petroleumsutvinningen. Dette er en stor omstilling som krever elektrifisering av innenlandsk produksjon og av transportsektoren. Skal de økonomiske og sosiale effektene av omstillingen være akseptable, krever det også en massiv og ryddig industriell omstilling, der kompetanse og erfaring fra petroleumssektoren kan utnyttes i nye grønne næringer.

Denne prosessen krever politisk styring, arbeiderinnflytelse gjennom fagbevegelsen og ikke minst strategisk kontroll over bruken av strøm.

Det vi argumenterer for i denne rapporten er at energimarkedsstrukturen i EU – som blir ytterligere forsterket med den fjerde energimarkedspakken – snarere *står i veien for* en mer effektiv klimaomstilling. Det skal presiseres at det derfor kreves andre større tiltak dersom Norge velger en annen vei.

Energimarkedsstrukturen i EU er basert på at prismekanismer alltid er de mest effektive for å nå effektivitetsmål – i denne sammenheng også klimamålene. Tanken er at politiske beslutninger bare skal sette mål og sette scenen for

³⁵ LO:s handlingsprogram 2022-2025, s. 15. [los-handlingsprogram-2022-25-bokmal-nett.pdf](#)

prismekanismer, og så vil prismekanismene «fikse» den konkrete veien til disse målene.

Som vi tidligere har argumentert for, er denne tankemåten fundert i en veldig flat forståelse av de nasjonale økonomiene. Innenfor disse rammer blir logikken slik: Dersom markedsmekanismene fører til at norsk industri får vanskelig for å konkurrere, mens tysk industri samtidig ikke trenger å omstille seg like drastisk (fordi den har full tilgang til billig og ren norsk strøm), kan dette likevel være et «effektivt» utfall.

I realiteten vil en effektiv klimaomstilling fortsatt være sterkt avhengig av politisk legitimitet og sosial rettferdighet. En energimarkedsstruktur som fokuserer på å «harmonisere» strømprisene i hele det indre markedet og særlig presse på for at norsk strøm skal være en billig vare for eksport men ikke et industrielt konkurransefortrinn i Norge, er ikke det beste strukturelle bidraget til de nødvendige systematiske klimatiltakene. .

På kort sikt kan en slik modell sies å bidra til lavere utslipp spesifikt fra energibruk i enkelte markeder. Men klimaomstilling krever som nevnt bredere og mer bærekraftige endringer. Spesielt i Norge, med behov for en ryddig overgang bort fra petroleumsnæringen, får dette betydelige effekter, som må diskuteres og avgjøres demokratisk.

Oppsummert, er det verken mer klimavennlig eller mer solidarisk å underordne norsk nærings- og samfunnsstruktur en fast EU-tanke om *én vei* for å redusere klimautslippene.

3.3 Den tredje energimarkedspakken

Norge er tilsluttet EUs indre marked for handel med kraft gjennom at Stortinget tilsluttet seg EUs tredje energimarkedspakke i mars 2018. Det er EUs reguleringsmyndighet Acer som fører tilsyn med at Norge overholder våre forpliktelser etter de rettsaktene som inngikk i denne pakken.

Etter Norges tilslutning til Energipakke 3 og Acer i 2018, ble Reguleringsmyndigheter for Energi (RME) etablert. Dette er en konstruksjon som er etablert for å iverksette Acer sine vedtak i Norge, og måtte etableres innenfor NVE (Norges Vassdrags- og Energidirektorat) fordi Norge ikke er medlem av EU, og dermed formelt sett ikke kan avgi myndighet til en organisasjon Norge ikke er medlem av. Disse begrensningene går en imidlertid rundt ved at vedtak først fattet av ACER blir sendt til ESA som igjen sender dem videre til RME, som så gjennomfører dem i Norge uten at regjering, Storting eller andre organer kan endre på avgjørelser som er fattet i Acer, ESA og RME.

RME deler lokaler med NVE og har formelt sett samme toppleder, Kjetil Lund. Han opptrer for det meste som leder av NVE og noen ganger som leder av RME. På Dagsnytt 18 sommeren 2022 sa han som RME-leder at Norge ikke hadde lov til å regulere vannmagasiner av hensyn til pris, men kun til forsyningssikkerhet. Dette er eksakt etter EØS og Acer sine regler.

Statnett anbefalte at inntil 800 millioner NOK i flaskehalsinntekter fra 2022 kunne brukes for å sette ned nettleien. Dette til tross for at mulige inntekter fra EU-land var unntatt. RME sa imidlertid nei.³⁶ EU regler og Acer griper slik direkte inn i mulige tiltak for å sette ned nettleie i Norge.

3.4 Den fjerde energimarkedspakken

Intensjonene og retningen i EUs tredje energipakke i norsk lov er videreført og utviklet i den fjerde energipakken.

³⁶ Se <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nytt-fra-rme/nyheter-reguleringsmyndigheten-for-energi/ingen-utbetaling-av-statnetts-flaskehalsinntekter-i-andre-kvartal/>

En tilstrækkelig fysisk sammenkobling med nabolandene er vigtig, for at medlemsstater og nabolande får mulighed for at nyde godt af de positive virkninger af det indre marked.³⁷

Elektrisitetsforordningen fra 2019,³⁸ som er en del av den fjerde energipakken, slår fast som bindende lovverk at alle land skal reservere minst 70 prosent av overføringskapasiteten til markedet for handel. Dette betyr at det er **ulovlig å begrense overføringen** gjennom utenlandskabler med hensyn til nasjonalt fastsatte behov.

Sterkt utvidet overføringskapasitet mellom kraftnettene i alle land som inngår i det europeiske kraftmarkedet er en *forutsetning* for at energiunionen skal fungere etter hensikten. Som vi var inne på tidligere, handler kraftoverføringskapasitet om mer enn evnen til å transportere kraft mellom land. Det endrer selve markedsstrukturen. I en situasjon der overføringskapasiteten ikke utgjør hinder for at for eksempel tysk industri kan bruke hele produksjonskapasiteten for elektrisitet i Norge, er det også «markedsmessig» at dette fullt ut bestemmer prisen på elektrisitet, uavhengig av produksjonskostnader for elektrisitet i Norge eller de behov som finnes i Norge – behov som i utgangspunktet har oppstått med en annen tilgang til lave og stabile strømpriser enn i andre deler av det europeiske kraftmarkedet.

Prisen på elektrisitet påvirkes ikke bare av tilbud og etterspørsel i de direkte tilstøtende regionene (og overføringskapasiteten mellom dem), siden systemet består av en rekke sammenhengende regioner. Poenget med EU-systemet er å tilstrebe mest mulig prisharmonisering. Det er basert på dette, at det nye systemet for beregning av overføringskapasitet – flytbasert markedskobling - som vi

³⁷ «... som understreget i Kommissionens meddelelse af 23. november 2017 med titlen »Meddelelse om styrkelse af Europas energinet« og som afspejlet i medlemsstaternes integrerede nationale energi- og klimaplaner inden for rammerne af Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) 2018/1999», EU-direktiv 2019/944, preambel, pkt. 17

³⁸ 2019/943, Europa-Parlamentets og Rådets forordning om det indre marked for elektricitet

omtalt i kapittel 1.1 ovenfor, også skal tas i bruk i Norge.³⁹ Dette systemet vil fremfor alt gi høyere strømpriser i Nord-Norge, som har vært mer skjermet mot prissmitte fra kontinentet.⁴⁰

3.5 Overvåkning og regulering – ACER og RME

At intensjonene i EU-retten i utgangspunktet ikke gjør det mulig å beskytte konkurransefortrinnet til norsk strøm, betyr ikke *automatisk* at dette også vil bli tilfelle i virkeligheten. Når det gjelder systemet for strøm, handler imidlertid EUs energipakke nettopp om å få på plass et detaljert lovverk og mektige aktører som skal overvåke hvert steg, slik at implementeringen blir reell og at utviklingen fortsetter i et stadig mer «harmonisert» og markedsliberal retning.

Gjennom den tredje energimarkedspakken, som Norge inkorporerte i mars 2018, har Norge sluttet seg til EUs energibyrå ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). ACERs styre består av ni personer, hvorav to oppnevnes av Kommisjonen, to av Europaparlamentet og fem av Det europeiske råd (det vil si EU-landenes regjeringer).⁴¹

Som følge av implementeringen av 3. energimarkedspakke er RME siden 1. november 2019 en «uavhengig» myndighet som utgjør en egen enhet innen NVE. Som professor Hans Petter Graver har beskrevet det:

Dette betyr at den nasjonale tilsynsmyndigheten ikke kan inngå i det vanlige forvaltningshierarkiet når den utfører oppgaver etter direktivet – og at den ikke er

³⁹ [Ny metode for å beregne overføringskapasitet kan gi bedre utnyttelse av nettet | Statnett](#)

⁴⁰ [Nytt system kan gi 25 prosent dyrere strøm i Nord-Norge: – NRK Nordland](#)

⁴¹ Forordning 2019/942 om opprettelse af Den Europæiske Unions Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder, artikel 18.1

underlagt den instruksjonsmyndigheten som regjeringen har etter norsk lov overfor forvaltningen.⁴²

RME deltar i ACERs arbeid, men uten stemmerett. Den nasjonale reguleringsmyndigheten (RME i Norge) er forpliktet til å gjennomføre juridisk bindende vedtak fattet i EU-systemet (ACER og Kommisjonen). Fokuset på det som ofte kalles «samarbeid» er tydelig, allerede i tredje energimarkedspakke og videreført i fjerde pakke. I den reviderte ACER-forordningen (2019/942) kommer dette behovet til uttrykk ved at nasjonale tiltak har kunnet føre til «alvorlige problemer *for markedet*»:

Erfaringerne med gjennomførelsen af det indre marked har vist, at ukoordinerede nationale tiltag kan føre til alvorlige problemer for markedet, navnlig i områder, der er indbyrdes tæt forbundne, og hvor medlemsstaternes beslutninger ofte har reelle konsekvenser for naboerne.

I samme avsnitt understrekes det at de som håndterer integreringsprosessen på myndighetsnivå i medlemslandene er uavhengige, dermed også fra beslutninger og strategier i nasjonale demokratiske organer:

For at opnå de positive virkninger ved det indre marked for elektrisitet med henblik på forbrugervelfærd, forsyningssikkerhed og dekarbonisering, kræves det af medlemsstaterne, navnlig deres uafhængige regulerende myndigheder, at de samarbejder om regulerende foranstaltninger med grænseoverskridende virkninger.

Det som gjentatte ganger kalles «samarbeid» utgjør mer korrekt beskrevet utrulling av en styringsstruktur underlagt EU-kommisjonen og i enda større grad den markedsliberale ideologien som fullstendig gjennomsyrrer de aktuelle juridiske dokumentene. I praksis er det rimelig å si at RME ikke er en del av den norske myndighetsstrukturen og dermed en norsk «motpart» i «samarbeidet», men en del av EU-strukturen for å opprettholde og utvikle energimarkedsunionen.

⁴² Hans Petter Graver, Grunnlovens § 115 og (særlig) ACER-saken. Betenkning avgitt til Nei til EU (Nei til EU, november 2018), s. 6

Ved uenighet mellom tilsynsmyndigheter kan ACER fatte bindende vedtak som har direkte virkning i Norge. Dette konstitusjonelle problemet fikk følgende «løsning» i forbindelse med implementeringen av den tredje energimarkedspakken i Norge. Det vil være ESA, organet som skal føre tilsyn med EFTA-området – det vil si sørge for at bestemmelsene i EØS-avtalen holdes – som formelt får kompetanse til å fatte beslutningene. Men det gjøres klart at ACER skriver avgjørelsen og at ESA fastsetter den. Dette har også den norske regjeringen uttalt i forbindelse med gjennomføringen. Selv om ESA formelt tar sin egen beslutning, er det

en underliggende forutsetning i den framforhandlede modellen at EFTAs overvåkningsorgan [ESA], kort tid etter mottak av et slikt utkast fra ACER, vil fatte et likelydende eller tilnærmet likelydende vedtak⁴³

Det ser med andre ord ut til å være slik at konstruksjonen i utgangspunktet er skapt for å omgå intensjonen med grunnlovsbestemmelser om at utenlandske myndigheter som står utenfor norsk demokratisk kontroll ikke skal kunne fatte bindende vedtak som gjelder i Norge.

Det som skjer med 4. energimarkedspakke er, for å sitere professor i rettsvitenskap Henrik Bjørnebye, «en nokså betydelig utvidelse av ACERs myndighet»⁴⁴ En slik formell utvidelse er å gjøre det klart at ACER kan kreve inn informasjon fra nasjonale myndigheter.⁴⁵ I tillegg til dette er det en rekke forskyvninger i ACERs myndighet på områder som hver for seg kan virke svært tekniske, men som samlet sett peker i en klar retning: *aktiv* harmonisering i en

⁴³ Prop. 4 S (2017 –2018) Samtykke til godkjenning av EØS-komiteens beslutning nr. 93/2017 av 5. mai 2017 om innlemmelse i EØS-avtalen av rettsaktene som inngår i den tredje energimarkedspakken, s. 26.

⁴⁴ «Hva betyr EUs ren energi-pakke for Norge? Juridiske betenkning og innlemmelse av ren energi-pakken i EØS-avtalen og ACERs rolle», Norsk klimastiftelse, Rapport 03/2020, s. 27

⁴⁵ Forordning 2019/942 om opprettelse af Den Europæiske Unions Agentur for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder, artikkel 3, pkt 2; artikkel 7, pkt 2(b); artikkel 8 (c)

føderal struktur. Dette inkluderer blant annet regler for såkalte nettkoder.⁴⁶ EUs tekniske struktur for nettet er regulert i en rekke kommisjonsforskrifter med navn som CACM, EB, SOGL og FCA.⁴⁷ Her får ACER utvidede rettigheter. Når det gjelder metoder som i utgangspunktet må godkjennes av alle nasjonale myndigheter, skal «disse forslag til fælles vilkår og betingelser eller metoder for [forelægges] ACER til revision og godkendelse»⁴⁸ På flere områder blir det tydeliggjort i artiklene at ACER får *primærkompetanse* til å ta avgjørelser om nye forhold og metoder i komplekse tekniske spørsmål, det vil si ikke bare når nasjonale myndigheter henviser tvister til ACER. Dette betyr, for å igjen sitere Bjørnebyes vurdering, «at ACERs myndighet i den nye forordningen ikke lenger er avgrenset til kun å innebære en tvisteløsningsfunksjon, men nå også inneholder en viss regulatorfunksjon»⁴⁹

Et potensielt viktig område hvor ulike interesser gjerne står mot hverandre og hvor ACERs føderale oppgave altså blir tydeliggjort, er ved overvåking og eventuell revisjon av budområdene i unionen.⁵⁰ Her skal det som vi har sett fastsette naturlige barrierer og begrensninger av overføringskapasitet, men ulike vurderinger av grensene kan gjøres og har igjen stor betydning for prisutviklingen på ulike sider av grensen for disse budområder (prisområder) og for flaskehalsinntekter som er koblet til dem.

⁴⁶ Se blant annet artikkel 4, 5, 6 og 10.

⁴⁷ SOGL: Kommisjonsforordning 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft; CACM: Kommisjonsforordning 2015/1222 om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalsbehandling; EBGL: Kommisjonsforordning 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av elektrisk kraft; FCA: Kommisjonsforordning 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling

⁴⁸ Artikkel 5, pkt. 2

⁴⁹ Norsk klimastiftelse, Rapport 03/2020, s. 26

⁵⁰ Artikkel 5, pkt. 7 slår fast ACERs rolle i henhold til elforordning 2019/943 artikkel 14, pkt. 5

Vår oppsummering er at ACER, gjennom den 4. energimarkedspakken, går fra å være mer av et organ for tvisteløsning og overvåking til å mer aktivt ta skritt for å forme strukturer og politikk i unionen i sitt eget (markedsliberale) bilde.

Om ESA og RME uttalte jusprofessorene Eirik Holmøyvik og Hallvard Haukeland Fredriksen i debatten før vedtak om tredje energimarkedspakke:

Med dette overtar ESA regjeringens kontroll av den delen av norsk energiforvaltning som tilfaller RME ... Norske politiske myndigheter vil ikke kunne gripe inn mot intern effektivering av et uønsket kopivedtak fra ESA uten å bryte norsk lov. Og om RME nøler, kan trolig private aktører fremtvinge effektiveringen ved å anføre for norske domstoler at norsk lov pålegger RME å iverksette ESAs vedtak.⁵¹

Dette peker på et mye bredere, relevant problem: EU-retten fungerer slik at mange spørsmål blir stående åpne for fremtidig tolkning gjennom avgjørelser i rettssaker. I mange situasjoner kan ingen på forhånd vite hvordan lovverket skal tolkes før en eller annen aktør har prøvd regelverket. Hvis det finnes et fortolkningsrom, trengs det aktører som har ressurser og vilje til å teste dette rommet. Utgangspunktet for vurderinger er alltid at Unionen tilstreber økt rettslig harmonisering og fri markedsbevegelse. Det betyr at for eksempel en kommersiell aktør som i en hypotetisk situasjon i fremtiden ser seg feilbehandlet ved et reguleringstiltak, har mulighet til å bidra til å «flytte» rettstilstanden. I motsetning til dette har norske regjeringer i praksis vært mer tilbakeholdne med å teste det handlingsrommet som kan finnes i forhold til EU innenfor rammen av EØS-avtalen. Det er et i og for seg forståelig ønske om lojalitet til prosjektet som sådan, noe som betyr at eventuelle enkeltkonflikter også vil medføre juridiske og politiske kostnader som vil være vanskelige å vurdere (ved å «være til bry»). Dette gjør det desto viktigere å analysere og diskutere Norges forhold til EUs rettsdokumenter dynamisk i en demokratisk samtale, det vil si hvilke intensjoner

⁵¹ «Grunnlovsstridig tilknytning til EUs energibyrå?», kronikk i Klassekampen 5. januar 2017. Her hentet fra re-publisering på nett, rett24.no: <https://rett24.no/articles/grunnlovsstridig-tilknytning-til-eus-energibyra>

og hvilken bevegelsesretning som eksisterer i forbindelse med ulike gjennomføringsfaser.

Er dette et problem utover det prinsipielle tapet av demokratisk suverenitet og kontroll? Vi mener det er det. Norge er i hovedsak et *produsentland* når det gjelder ren kraft, som grenser til viktige *forbrukerland* gjennom utenlandskabler. Forskjellen i produksjon og ernæringsstruktur gjør at divergerende interesser og prioriteringer kan eksistere og oppstå. Da gjelder det at beslutningsstrukturen ikke er preget av selvbestemmelse og mellomstatlig samarbeid, men av en overnasjonal struktur hvor norske interesser ikke vil være vanskelige eller umulige å hevde.

31. oktober 2023 ga Høyesterett staten medhold, mot organisasjonen Nei til EU. Spørsmålet gjaldt om Stortinget i mars 2018 hadde hatt rett i å treffe vedtak om ACER (den tredje energimarkedspakken) med alminnelig flertall etter Grunnloven § 26, fremfor § 115 som krever tre fjerdedels flertall. Spørsmålet gjaldt en vurdering av omfanget av suverenitetsoverføring. Vi skal ikke her gå nærmere inn på debatten før og etter vedtaket. Noen tilleggsbegrunnelser finnes i rapporten *De Facto 3/2023 Farvel til kraftbørsen*.

Det vi kan slå fast her er at det fortsatt er et *strategisk politisk spørsmål* om grunnlaget norsk energipolitikk skal bygges på. Dersom det er politisk vilje til at norsk energipolitikk ivaretar andre hensyn enn markedspriser på EU-nivå og om energi skal brukes som en strategisk ressurs og konkurransefortrinn for næringsutvikling i Norge, så er det ikke forenlig med den klart etablerte *retningen* i EUs *stadig mer harmoniserte* energiunion. Utviklingen skjer gradvis og på mange ulike detaljnivåer, men med press i en bestemt retning. Den *politiske* muligheten til å diskutere og eventuelt velge en annen vei eksisterer nå for Norge i forhold til EUs fjerde energimarkedspakke, uavhengig av hvilken vurdering som gjøres av tidligere steg i prosessen.

4. Forsyningssikkerhet og kraftbalanse

Vi har allerede diskutert en del argumenter som brukes for tettere integrering av energimarkedene på tvers av landegrensler, og særlig klimaperspektivet (3.2 ovenfor) har også spilt en betydelig rolle i norsk offentlighet, særlig fremført av representanter for V og MDG. Vår vurdering er likevel at det er *forsyningssikkerhetsperspektivet* som hele tiden har vært det viktigste argumentet for norske aktører som ønsker tettere integrering i et felleseuropeisk kraftmarked, både gjennom flere kabler og felles lovverk.

Dette ser vi for eksempel på hjemmesidene til Fornybar Norge, interesseorganisasjonen for kraftbransjen, som skriver at om Norge skulle fjerne alle mellomlandskablene 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.⁵² Nå er det selvsagt ingen som tar til orde for å fjerne *alle* mellomlandskablene, som understreker at denne interesseorganisasjonen ikke alltid søker mest mulig opplysning med sine tekster, men det illustrerer likevel fokuset på forsyningssikkerhet som avgjørende argument.

Og dette argumentet går helt til topps i det norske samfunnshierarkiet. Da forfatter Jan Kjærstad skrev et mye lest og delt innlegg i Aftenposten om strømprisene og Arbeiderpartiets fall på nyåret i 2023⁵³, svarte statsminister Støre selv, og han holder seg også nettopp til dette perspektivet, og skriver i sitt svar:

⁵² <https://www.energinorge.no/nyheter/2022/sporsmal-og-svar-om-strommarkedet/>

⁵³ Se <https://www.aftenposten.no/meninger/kronikk/i/xgO35V/skal-stroemprisene-bli-arbeiderpartiets-undergang>

Er ikke vi selvforsynte? De fleste år er vi det, men ikke alle. Og selv i år med god forsyningssikkerhet kan vi være avhengige av andre noen timer, dager eller uker.⁵⁴

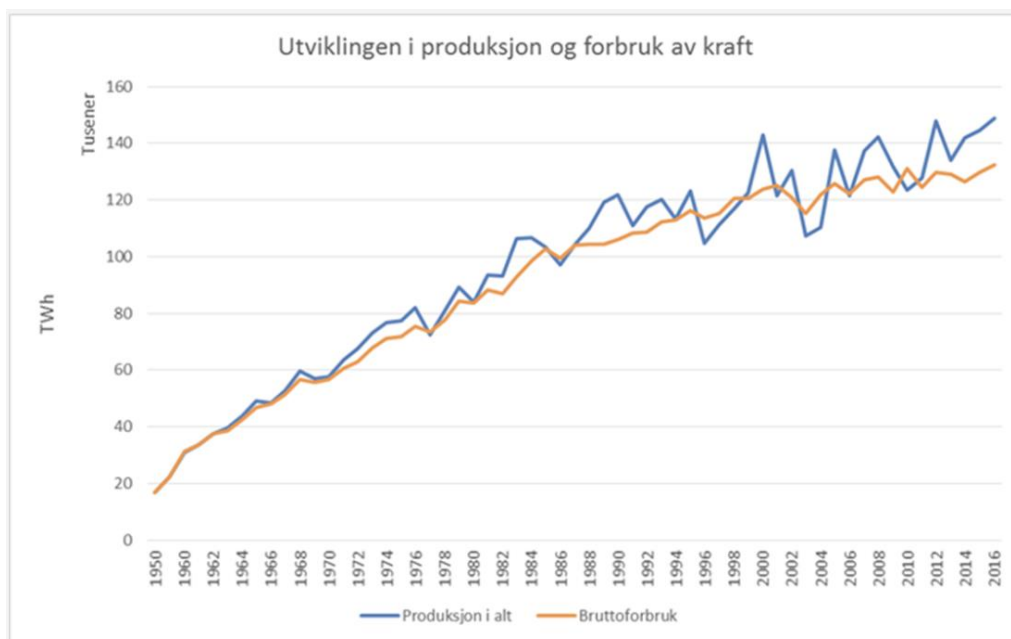
Her forsøker Støre å argumentere for hvorfor de siste årenes kraftsystem fungerer, til tross for de både økende og svært varierende prisene. Høye priser er kort og godt prisen vi betaler for forsyningssikkerhet. Det skulle altså innebære at forsyningssikkerhet enten er, eller vil bli en utfordring for det norske kraftmarkedet. Men stemmer dette?

4.1 Forsyningssikkerhet historisk

For å besvare dette spørsmålet, kan vi undersøke *kraftbalansen* historisk. Kraftbalansen er forholdet mellom hvor mye vi produserer av strøm, og hvor mye vi forbruker. Hvis vi forbruker mye mer strøm enn vi produserer, vil vi være avhengig av import av strøm, og derfor ha behov for kraftkabler som kan stå for denne importen, og et regelverk som fasiliterer dette. Argumentet som formuleres av fra Støre – og resten av av den delen av etablissementet som forsvarer stadig tettere integrasjon – er altså at vi ofte har behov for å importere kraft for å dekke opp når vi ikke produserer nok.

Hvis vi ser historisk på dette, så har Norge i all hovedsak vært et overskuddsland, med mer kraft enn vi trenger. Figur 11 viser utviklingen i produksjon og forbruk av kraft tilbake til 1950, og vi ser at med bare en håndfull unntak, så har Norge hatt positiv kraftbalanse, og altså produsert mer enn vi forbruker. Det gjennomsnittlige årlige overskuddet mellom 1990 og 2021 er 6 TWh.

⁵⁴ <https://www.aftenposten.no/meninger/kronikk/i/q1vmgo/svar-til-jan-kjaerstad-stroemmarkedet-maa-styres-politisk>

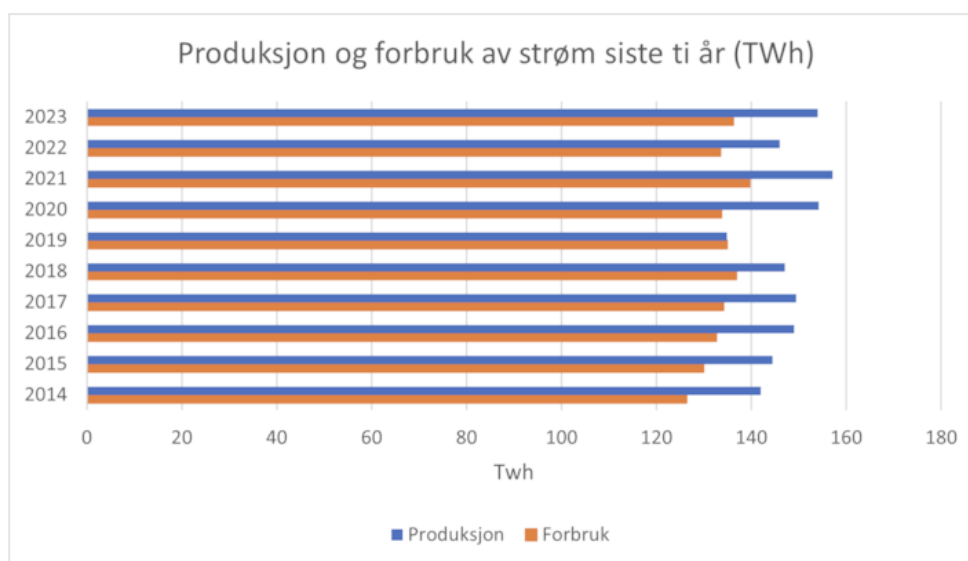


Figur 11. Utvikling i produksjon og forbruk av kraft. Kilde: NVE/SSB/Statnett⁵⁵

Det viktigste spørsmålet er imidlertid hvordan situasjonen har vært de siste årene, og av figur 12 kan vi se at vi har hatt et stort kraftoverskudd alle de siste ti årene. Unntaket er 2019, da vi var helt i balanse med 134,9 TWh både i produksjon og forbruk.

Interessant nok ser vi også at i alle årene med strømpriskrise, har vi hatt store kraftoverskudd på rundt 15TWh, som altså er betydelig over gjennomsnittet siden 1990. Dette understreker at kraftbalansen ikke (lengre) virker direkte inn på strømprisen etter åpningen av de to nye utenlandskablene til Tyskland og Storbritannia.

⁵⁵ Se <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/rekordhoyt-forbruk-og-produksjon-av-strom-i-2016/>



Figur 12. Produksjon og forbruk av strøm siste ti år. Kilde: Statnett.⁵⁶

Selv om vi ikke hadde negativ kraftbalanse i 2019, så understreker balansen dette året, at det er fornuftig med noe kraftutveksling for å sikre forsyningssikkerheten. Og går vi lengre tilbake, måtte vi faktisk nettoimportere 7,6 TWh i 2010. Sånn sett har Støre og Fornybar Norge helt rett. Det er også åpenbart at det er bedre å eksportere overskuddskraften i de andre årene, enn å la vannet gå rett ut i havet uten å ta veien innom turbinene. Men siden vi i tidligere rapporter har dokumentert den tette sammenhengen mellom de to nye kablene til Tyskland og Storbritannia, og strømpriskrisen, en sammenheng nå også energiminister Terje Aasland anerkjenner⁵⁷, blir det et viktig spørsmål *hvor stor* utvekslingskapasitet en trenger for tilfredsstillende forsyningssikkerhet.

Dette er et spørsmål som aldri kan ha noe endelig svar, men etter de to nye kablene åpnet i 2021 har vi en teoretisk mulighet til å importere eller eksportere

⁵⁶ Se <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/nyhetsarkiv-2024/kraftaret-2023--aret-som-understreket-at-tempoet-ma-okes/>

⁵⁷ Se for eksempel Terje Aaslands skriftlige svar til representant Sofie Marhaug, dater 28. august 2023, eller begrunnelsen for å gravlegge NorthConnect-kabelen: <https://www.vg.no/nyheter/innenriks/i/EQBn3P/regjeringen-sier-nei-til-omstridtsroemkabel>

rundt 80 TWh per år – altså om lag 60% av vår årlige produksjon. Førrige gang vi var avhengige av å importere kraft, i 2010, nettoimporterte vi som nevnt 7,6 TWh. Det betyr at vi altså har en kapasitet som er over ti ganger så høy som det som det i nyere tid har vært nødvendig å importere i ett år. Kapasiteten er med andre ord skyhøyt over det som er nødvendig for forsyningsikkerheten. Før de to nye kablene til Storbritannia og Tyskland åpnet i 2021, og kabelen til Nederland i 2008, hadde vi allerede en kapasitet på 50 TWh, eller altså over 6 ganger så mye som det meste vi har nettoimportert i et enkeltår. Det er altså riktig å si at vi har hatt forsyningsikkerhet i hvert fall siden Skagerak 3 ble åpnet i 1997.

Som vi beskrev nærmere i kapittel 2.1 ovenfor, er imidlertid ikke strøm en vare som kan lagres på et lager som de fleste andre varer. Strømmen må brukes samtidig som den produseres, og siden produksjonen varierer gjennom året, betyr det at vi teoretisk sett kan tenke oss en situasjon hvor vi likevel mangler strøm i Norge – selv om vi over et år skal ha mer enn nok kraft.

Dette argumentet ville vært relevant om all strømmen i Norge var basert på vindkraft. Vi kan ikke lagre strømmen basert på vind slik at den kan brukes til andre tider hvor den trengs. Derfor *må vindkraften brukes* når den produseres, det vil si når det blåser. Hvis all kraft i Norge hadde vært basert på vindkraft, ville vi derfor kunne havne i en slik situasjon med for lite strøm i perioder, og det ville gjort oss mer avhengig av import i tider med lite vind.

Men slik forholder det seg jo nettopp *ikke* med vannkraft, som jo som kjent utgjør mer enn 90 % av den norske kraftproduksjonen. Vannkraftanleggene kan nettopp justere sin produksjon slik at de sparer på vannet når en ikke trenger kraften, og i praksis er det også nettopp dette som skjer i dag når det blåser mye – da synker prisene, og vannkraftprodusentene tjener mindre på å produsere, så dermed sparer de på vannet. Norges særegne kraftsystem med stor grad av vannkraft gjør altså også muligheten for kortsiktige kraftkriser, enkel å unngå.

Likevel var det faktisk en slik situasjon Norge nesten havnet i utover høsten 2022. Dette var etter to år med stor netto krafteksport på henholdsvis 17 TWh

(2021) og 13 TWh (2022). Årsaken var nettopp dagens markedsbaserte system, som oppfordrer vannkraftprodusentene til å produsere for fullt når prisene er høyest, fordi dette gir mest profitt. Dermed produserte de for fullt gjennom hele strømpriskrisen i 2021 og 2022, og tappet ned magasinene slik at de nærmet seg tomme på høsten 2022. Heldigvis innførte regjeringen en kontroll på dette tidlig i 2023, slik at det nå er begrenset hvor langt ned kraftselskapene får tappe magasinene, nettopp for å hindre at markedsstyringen setter oss i en lignende situasjon i fremtiden.

Realiteten er altså at Norge har svært god forsyningssikkerhet og at vi har hatt dette i over 20 år. Både fordi vi har et stort, årlig kraftoverskudd, og fordi vi har store magasiner i vannkraften, som gjør at overskudd en dag eller ett år kan dekke opp underskudd ett annet.

4.2 Kraftbalanse og pris

At vi har en svært god forsyningssikkerhet historisk og nå, betyr imidlertid ikke at det vil være slik for all fremtid. Og de siste årene har en rekke ulike aktører som på ulike måter er knyttet til regjeringen og/eller ønsker å videreføre dagens kraftmarkedssystem, kommet med ulike analyser som tilsier at vi styrer mot underskudd på kraftbalansen, noe som igjen kan gi utfordringer for forsyningssikkerheten fremover. At vi går mot kraftunderskudd er etter hvert gjentatt så mange ganger, at den nå fremstår som en sannhet i norsk offentlighet, og derfor noe som politiske aktører av ulike kulører kappes om å løse.

Ofte formuleres dette også i sammenheng med strømpriskrisen på en slik måte at det er fordi vi «går mot kraftunderskudd» at prisene er blitt høye nå, slik at løsningen på strømpriskrisen altså blir å bygge ut mer kraft. At denne sammenhengen er misvisende, har vi vist i flere rapporter, og det er også oppsummert ovenfor. Som allerede nevnt har kraftoverskuddet vært stort og faktisk stigende i samme periode som strømpriskrisen har tiltatt.

Å knytte pris til utbygging av mer kraft, er med andre ord en retorisk avsporing, som en del aktører benytter seg av, enten av uvitenhet, eller fordi det kan være strategisk å flytte fokus fra system og de ansvarlige for dette. Om kraftutbygging presenteres som årsak for og løsning på strømpriskrisen, blir det kommuner som sier nei til vindkraft, og organisasjoner som Motvind, som blir de virkelige skurkene i fortellingen om strømpriskrisen – ikke nasjonale politikere som har vedtatt innføringen av et markedsbasert regime hvor priser skal standardiseres over landegrensene og settes etter den som er dyrest å produsere.

NVE har beregnet at vi kanskje trenger et kraftoverskudd på 40 TWh for å «frikoble» norske strømpriser fra europeiske.⁵⁸ Dette tilsvarer om lag en firedel av dagens kraftproduksjon, eller 2,7 ganger installert vindkraft. Det fremstår med andre ord som en både uoppnåelig og lite effektiv måte å løse strømpriskrisen gjennom å bygge seg ut av den.

Det er altså lite trolig at et potensielt kraftunderskudd i fremtiden vil få store betydninger for norske strømpriser. Like lite som dagens store nasjonale overskudd på kraft gir oss spesielt mye lavere strømpriser enn landene på andre enden av utenlandskablene, vil store nasjonale underskudd gi høyere strømpriser. I prisfastsettelsen i det felleseuropeiske kraftmarkedet vi inngår i, er de lokale kraftbalansene mindre viktig enn balansen i det helhetlige markedet – hvor Norge bare utgjør en ytterst liten del. I Europa som helhet har en hverken kraftoverskudd eller kraftunderskudd, i stedet produseres det til enhver tid så mye som trengs gjennom å fylle på med fossile kilder (kull, olje og gass). Mens Norge produserer 150 TWh, produseres det om lag 3500 TWh i Europa. Det betyr at ny utbygging i Norge uansett bare blir en helt marginal andel av markedet – ja selv de fantasifulle forslagene på 60 TWh ny kraft fra Energikommisjonen, er som ingenting å regne i denne sammenhengen.

⁵⁸ Se NVE-notatet «Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris», side 14.
https://www.nve.no/media/14441/notat_kraftbalanser.pdf

Men selv om det ikke vil gi store utslag i kraftprisene med et moderat underskudd på kraft, vil det likevel kunne få andre, alvorlige konsekvenser, og det er derfor verdt å diskutere seriøst. Ikke minst vil et stort kraftunderskudd kunne være en utfordring for forsyningssikkerheten, også om det strengt tatt finnes kapasitet i utenlandskablene til å importere det vi trenger. Dette kan eksempelvis gjelde i en krisesituasjon hvor større land kan finne på å prioritere seg selv.

4.3 Anslag om kraftforbruk

Selv om fortellingen om at vi går mot kraftmangel som nevnt har fått stor oppslutning i norsk offentlighet, så kan det være verdt å nevne at anslagene for fremtiden faktisk spriker ganske vesentlig. Men la oss først gjennomgå de mest pessimistiske.

Statnett eier og drifter det sentrale strømmettet, samt den norske delen av utenlandskablene, og selv om skrivebordsteoriene hevder at markedet ordner dette selv, så er det Statnett som i praksis sørger for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk av strøm slik at det hverken blir blackout eller ressursløsning. Statnett har generelt høye anslag for forbruket av kraft lengre frem i tid. Eksempelvis sier deres langsiktige markedsanalyse fra mars 2023 at forbruket vil øke med hele 80 TWh til rundt 220 TWh frem mot 2050, men Statnett forutsetter også at utviklingen i produksjon vil holde noenlunde tritt, og forventer derfor et fortsatt overskudd på kraftbalansen i 2050 på om lag 8 TWh.⁵⁹

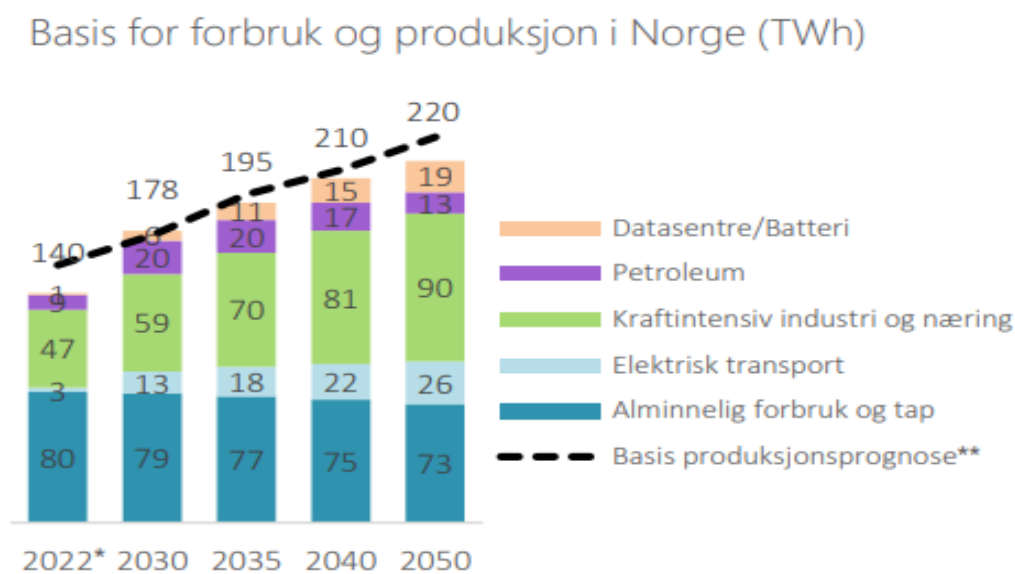
Energikommisjonen har samme forutsetninger som Statnett om fremtidens kraftforbruk, og har i sitt basisscenario en forventning om et forbruk på 220TWh i 2050. Nettopp derfor fikk rapporten de leverte i februar 2023 det talende navnet

⁵⁹ Se <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>

Mer av alt – raskere ⁶⁰. Her ser en altså for seg at vi vil gå mot et stort kraftunderskudd – med mindre vi gjør nettopp mer av alt – raskere.

Kraftløftet er en rapport fra 2023 utarbeidet i samarbeid av LO og NHO, som hevder at vi vil kunne få et kraftunderskudd på 21 TWh allerede i 2030, og er dermed den mest negative rapporten.⁶¹ Analysen her baserer seg på det som er meldt inn av ønsket kraftforbruk, som tilsvarer 39 TWh, og forutsetter både at alt dette er seriøst, at ingen har meldt inn ønsker flere steder, og at alle skal få det de har meldt inn ønske om.

Og nettopp denne forutsetningen om en slik enorm økning i forbruket er talende, også for Energikommisjonen og Statnett sine analyser. Her tar man *for gitt* en rekke prosjekter som det i virkeligheten er knyttet stor usikkerhet rundt. La oss først se på Energikommisjonens anslag:



Figur 13. Energikommisjonens forutsetninger for fremtidig kraftbehov

⁶⁰

<https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/pdfs/nu202320230003000dddpdfs.pdf>

⁶¹ <https://www.nho.no/tema/energi-miljo-og-klima/kraftloftet/>

I dette anslaget for kraftforbruk i 2050, tar en for gitt at både elektrifiseringen av petroleumssektoren med kraft fra land vil fortsette ufortrødent, og at regjeringen vil lykkes med alle sine industriprosjekter som å utvide kraftforedlende industri og etablere store batterifabrikker. La oss nå se hva Statnett skriver om sine anslag:

Det er i hovedsak tre sentrale faktorer som påvirker forbruksveksten. Den første er elektrifisering for å kutte eksisterende norske klimagassutslipp. (...) Den andre faktoren er økt industri og næringsaktivitet. (...) Den tredje og kanskje viktigste faktoren for hvor mye forbruket vokser i Norge fram til 2050, er tilgangen på tilstrekkelige volumer ny fornybar produksjon til lave nok kostnader.⁶²

Alle disse tre faktorene er diskutabile.

Elektrifisering for å kutte klimagassutslipp, betyr som sagt i hovedsak elektrifisering av petroleumssektoren med kraft fra land, som er politisk kontroversielt ettersom mange mener at det bare flytter, ikke kutter klimagassutslipp.

Økt industri og næringsaktivitet er noe alle selvsagt ønsker, men dette er dessverre høyst tvilsomt, ettersom å lykkes med dette vil være avhengig av at lave strømpriser fortsetter å være et konkurransefortrinn, noe det er lite som tyder på per i dag. I stedet har vi det siste halvannet året sett hvordan særlig regjeringens batteristrategi har feilet fullstendig. Faktisk har kraftforedlende industri hatt en *markant nedgang*, for å bruke SSB sine ord, siden strømpriskrisen tiltok, og falt med 7 prosent fra 2022 til 2023.⁶³ Realiteten er at denne sannsynligvis vil fortsette å falle om en ikke løser strømpriskrisen.

⁶² Se <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>, side 31

⁶³ <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-nedgang-i-stromforbruket-for-kraftintensiv-industri>

Også den tredje faktoren til Statnett er tvilsom, da den forutsetter at kraftprisene i Norge styres av innenlandsk kraftbalanse, noe som vi allerede har kommentert ovenfor at ikke er riktig.

4.4 Fremtidens kraftbalanse

Det vi ser av gjennomgangen ovenfor, er at både Statnett, Kraftløftet og Energikommisjonen tar utgangspunkt i forutsetninger som det er gode grunner til å mistro. Mens Kraftløftet nok bør regnes som et mer politisk dokument for å overbevise egne medlemmer (for LO sin del) og politikerne (for NHO sin del) om nødvendigheten av å gjøre det enklere å bygge ut mer vindkraft på land, preges Energikommisjonen og Statnett i stedet av en manglende problematisering av høyst usikre og egentlig tvilsomme anslag. Begge tar utgangspunkt i at myndighetene vil oppnå alle sine målsetninger, og ser bort ifra at det også eksisterer politisk uenighet om en rekke prosjekter – ikke minst elektrifisering av sokkelen. Rapportene behandler kraft nettopp som en markedsvare, som alle med nok betalingsevne skal få tilgang til, men slik ser de bort ifra at det kan eksistere politiske grunner for å prioritere bort noe kraftforbruk – som eksempelvis kryptovaluta. Siden rapportene kom, har både regjering og opposisjon sendt signaler som tilsier at ren kraftsløsning, som eksempelvis krypto, kan komme til å bli nedprioritert.

Det finnes imidlertid også andre aktører som gir anslag om fremtidens kraftbalanse.

Norges vassdrags- og energidirektorat som jo er Energidepartementets forvaltningsorgan for vassdragene, behandler søknader om utbygging av mer kraft og annen infrastruktur, samt har som overordnet oppgave å sikre en sikker strømforsyning, gir jevnlig ut analyser av kraftbalansen både på kort og lang sikt. I deres kortsiktige kraftmarkedsanalyse fra juni 2024 analyseres de neste fem årene, og NVE forventer her at kraftoverskuddet reduseres fra om lag 18 TWh

til 8 TWh på de neste fem år.⁶⁴ I deres langsiktige kraftmarkedsanalyse fra oktober 2024, analyseres utviklingen frem til 2050. Kraftbalansen vil variere noe over tid, og også her vil overskuddet reduseres, men den vil fortsette å være positiv, og også i 2050 ligge på om lag 8 TWh.⁶⁵

Ingen kan vite hva fremtiden bringer, men det er i hvert fall sannsynlig at *dagens retning* med stadig tettere integrering i et felleseuropeisk kraftmarked som i praksis har fjernet kraftprisen som konkurransefortrinn for norsk industri, ikke vil komme i nærheten av de anslagene for kraftforbruk som en del aktører bruker som forutsetning for sine argumenter. Det paradoksale her, er jo at en bruker «at vi går mot kraftunderskudd» som argument for viktigheten av å være mest mulig integrert i det felleseuropeiske kraftmarkedet, samtidig som det er denne samme integreringen som i alle fall sikrer at vi nettopp *ikke* vil få noe kraftunderskudd – ettersom dette fjerner avgjørende forutsetninger for norsk industri.

Om en i tillegg lykkes med å benytte dette som bakgrunn for å få til «mer av alt – raskere», slik regjeringen, kraftbransjen og LO-ledelsen ønsker, så vil vi mest sannsynlig:

- Ikke få gjort noe med strømpriskrisen,
- dermed ikke bidra til å bevare eller utvikle norsk industri, og heller ikke
- øke innenlandsk etterspørsel etter kraft nevneverdig, men
- likevel legge til rette for mer kraftutbygging av kraft. Kraft som kan strømme fritt gjennom utenlandskablene til kontinentet for skyhøye priser.

Krisemaksimering rundt fremtidens kraftbalanse legger med andre ord godt til rette for kraftbransjen, men om det bidrar til å fortrenge mer strukturelle grep, vil det være katastrofalt for norsk industri. Spørsmålet er hva vi egentlig kan

⁶⁴ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/tilstanden-i-kraftsystemet/>

⁶⁵ <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/langsiktig-kraftmarkedsanalyse/utviklingen-i-kraftmarkedet-mot-2050/>

gjøre innenfor det EU-baserte markedsregimet vi i dag er innenfor. Det vil vi se på i det følgende.

5. Hvor er vi på vei – og hva bør gjøres?

Konklusjonen av vår gjennomgang til nå, tilsier at kombinasjonen av tettere integrering mellom de historiske lavprisområdene i Norge og det historisk høyere prisområdet i Europa, og en sterk politisk-retorisk offensiv for å peke på kraftbalansen som hovedårsak til de høye prisene, vil føre til:

1. Marginale klimakutt
2. Sterkt press for utbygging av vindkraft på land
3. Normalisering av høye og markedsstyrte strømpriser
4. Nedleggelse av norsk industri

Det er åpenbart ingen heldig situasjon. Så hva kan gjøres?

5.1 Rommet for politisk endring innenfor EUs energiunion

De «prinsipper vedrørende driften af elektricitetsmarkeder» som blant annet er nedfelt i artikkel 3 i EUs elektrisitetsforordning (2019/943) angir hvilket handlingsrom det er for myndigheter, systemoperatører og *medlemsland*. De skal blant annet sørge for at

- «prisdannelsen baseres på efterspørsmål og tilbud» (a)
- «kunder kan drage fordel af markedsmuligheder og øget konkurrence på detailmarkederne» (d)
- «hindringer for elektricitetsstrømme mellem budområder eller medlemsstater samt transaktioner på tværs af landegrænser på elektricitetsmarkeder og markeder for beslægtede tjenester fjernes gradvist» (h)
- «markedsregler åbner mulighed for, at elproducenter, energilagingsvirksomheder og elleveringsvirksomheder indtræder på og

forlader markedet ud fra disse virksomheders vurdering af deres aktiviteter økonomiske og finansielle lønsomhed» (n)

Vi kan her se at dette er et regelverk som er klart og detaljert utformet for å hindre reformer og støtte – inkludert de som medlemslandene ønsker å konstruere i fremtiden – som for eksempel kan gjelde

- ordninger med maksimalpriser for enkelte aktører, dette kan være grupper av privatkunder eller bransjer
- endringer i forhold og struktur vedrørende strømhandelsselskaper
- ordninger som begrenser flyten i mellomlandskabler («mellom budområder») av industripolitiske eller sosiale årsaker
- ordninger der ulike aktører er pålagt å støtte spesifikke mål, for eksempel industrielle satsinger, på andre måter enn å koble av og på styrt av kortsiktige økonomiske og finansielle lønnsomhetskriterier.

Det er et sentralt formål ved EUs energipakke å skape et enhetlig kraftmarked styrt av teoretiske markedsprinsipper, frakoblet nasjonale særegenheter og fra muligheter til å ta politiske beslutninger basert på nasjonale forhold og behov. Derfor er en stor del av regelverket også rettet mot å sette opp kriterier for hva nasjonale myndigheter og myndigheter har lov til å gjøre, dersom de fortsatt ønsker å utforme sine egne regler. Disse trekker blant annet frem flere økonomiske løsninger for å løse ulike problemer. I den nevnte artikkel 3, for eksempel, heter det at medlemsstatene må sørge for at:

- «langsigtede risikoafdækningsprodukter [kan] handles på børser på en gennemsiktig måte, og langtidsleveringskontrakter kan indgås OTC (over the counter), under overholdelse af EU-konkurrenceretten» (o)
- «markedetsregler letter handelen med varer i hele Unionen, og reguleringsmessige endringer tager hensyn til virkningerne på både kortsigtede og langsigtede forward- og futuresmarkeder og -produkter» (p)

På bakgrunn av dette uttalte jusprofessor Peter Ørebech i sin betenkning skrevet for Nei til EU:

Av dette ser vi altså at MS [medlemsstatenes] evt. markedsregulerende tiltak som nevnt skal utelukkende kunne skje dersom de følger *EUs konkurranserett*. Fordi alle reguleringer av energifeltet ligger innenfor det indre marked, så må alle MS-reguleringer tåle å bli vurdert opp imot konkurranseretten, men selvsagt også all EU-*acquis communautaire* [samlede lover og rettsavgivelser]⁶⁶

Markedsharmonisering som overordnet mål, er for øvrig så sentralt at det også fremheves i de direktiver og forskrifter som er vedtatt i EU etter den fjerde energimarkedspakken. I direktiv 2024/1771 fra 13. juni 2024 blir det for eksempel fastslått: «Derfor bør *enhver* reform af Unionens elektricitetsmarked bidrage til et *mere integreret europeiske elnet*»⁶⁷

Dette er avgjørende for alle diskusjoner om Norges muligheter til å finne løsninger innenfor energiunionen som gjør nasjonal selvråderett på energiområdet reellt. Det er spørsmål om en *generell* innskrenkning av handlingsrommet, med en tydelig *retning*.

Mest konkret er enhver form for tiltak som skal beskytte billig norsk kraft som industrielt *konkurransefortrinn* klart og tydelig i strid med intensjonen og ordlyden i den fjerde energipakken.

5.2 utfordringer og mulige tiltak

Selv om strømprisene har blitt lavere enn på toppen i 2022, vet vi lite eller ingenting om hvordan strømprisene vil være til vinteren og videre framover. En ting er sikkert. Strømprisene er helt uforutsigbare. Dersom olje og gassprisene øker, vil dette igjen smitte gjennom kabler og det børsbaserte systemet. **Før**

⁶⁶ Peter Ørebech, [EUs Energibyrås Energipakke 3 & 4 og Kongeriket Norges Grunnlov](#), betenkning skrevet for Nei til EU, september 2020, s. 42

⁶⁷ Preambel, artikkel 7. Våre uthevninger

norsk industri, vil det være fornuftig å vende tilbake til forutsigbare strømpriser i Norge.

Et argument mot lave priser, er at det fører til sløsing. Tidligere hadde alle husstander strømmåler slik at en kunne følge med på strømforbruket, og en hadde toprissystem hvor vanlig forbruk var priset lavt, mens overforbruk kostet mye mer. Dette var sosialt bra, og det ga insentiver som hindret sløsing. **Vi bør gjeninnføre et slikt toprissystem som gir rimelig strøm til folk flest, samtidig som det belønner sparing.**

Regjeringen ønsker å elektrifisere sokkelen med kraft fra land, som krever om lag 24 TWh, vil koste godt over 50 milliarder av skattebetalernes penger, og som i praksis ikke kutter ett gram CO₂ – bare skyver utslippene fra Norge til andre land når gassen likevel selges og brennes der. Dette er sløsing av både kraft og penger, og grønnvasking av verste sort, som i tillegg vil føre til kraftunderskudd og enda høyere kraftpriser. **Derfor bør sokkelen i stedet elektrifiseres med havvind, som også vil ha en positiv effekt på kraftbalansen.**

Dette illustrerer at regjeringen ikke har en god plan for hvordan vi skal få mest ut av kraften vår, og det ser vi også av den planlagte utbyggingen av 19 kryptovalutasentre. Industri og hensyn til forbrukere må gå foran bygging av for eksempel TikTok-senter ved Hamar. **Det er viktig at strømpolitikken styres etter samfunnets behov. Da må kraften prioriteres til der den gjør mest nytte.**

Acer vedtok i 2022 at Sør-Norge gjennom Sone 2 skal ha det samme markedet som Nederland, Tyskland og Polen. Dette vil utvilsomt innskrenke Norges muligheter til å føre en aktiv politikk for å ha lavere strømpriser enn i disse landene, noe som strider mot Hurdalsplattformen og Arbeiderpartiets 8 «ufravikelige krav» da de vedtok å ta Norge inn i Acer. Her ble det lovet at Norge skal ha en strømpolitikk med lavere strømpriser enn våre konkurrentland som speiler produksjonskostnaden på 12 øre.

Målet med EUs Energimarkedspakker er et indre marked på strøm med både harmonisering av strømpriser og fri konkurranse. Derfor har utenlandskablene gjort Norge avhengig av gasspriser i Tyskland og EU. Dette står i kontrast til situasjonen under oljekrisen i 1973/74 da OPEC-landene firedoblet olje- og gassprisene og vi fikk bilforbud i helgene, uten at dette påvirket norske strømpriser nevneverdig. Fordi prisene den gang var politisk bestemt enten på Stortinget eller i kommuner. Derfor bør vi **regulere krafteksporten for å holde prisene nede, reforhandle avtalene om drift av de to nyeste utenlandskabelen, unngå å erstatte de to kablene til Danmark som nærmer seg slutten av levetiden, unngå å implementere EUs fjerde energimarkedspakke, og si opp Acer.**

Da vil vi kunne **ta tilbake den politiske kontrollen over strømprisen.**

5.3 Anbefalte tiltak

- Makspris på strøm (30-50 øre per kWh) basert på produksjonskostnader og påslag for både privatkunder og næringsliv.
- Topprissystem som sikrer rimelig strøm til folk flest, men også skaper insentiver som hindrer sløsing.
- Elektrifisering av petroleumssektoren må i størst mulig grad skje ved havvind.
- Elektrifiseringen av Melkøya med strøm fra land må stanses og erstattes med karbonfangst og -lagring.
- Kraften må prioriteres slik at en sier nei til kryptovaluta og tiktoksentre, men i stedet skaper arbeidsplasser og verdiskapning.
- Topprissystem hvor en etablerer en pris for innenlandsk forbruk, og en pris for eksport, gjennom regulering av krafteksporten for å holde prisene nede og unngå å importere europeiske strømpriser.

- Reforhandling av avtalene om drift av de to utenlandskablene som åpnet i 2021.
- Si nei til å erstatte de to kablene til Danmark.
- Melde oss ut av energibyrådet Acer for å fritt bestemme kraftpolitikken av hensyn til industri, arbeidsplasser og forbrukere, og si nei til EUs fjerde energimarkedspakke.

FLERE RAPPORTER OG NOTATER FRA DE FACTO

På www.de-facto.no kan du laste ned følgende publikasjoner:

NOTATER

2022:

1/2022: Etter Brexit. Utvikling i økonomi, handel og arbeidsinnvandring etter Brexit.

2/2022: Om pensjonsreformen. Hvordan skape ulikhet

RAPPORTER

2020:

1/2020: Finansiering av barnehager. Hvordan sikre at pengene kommer barna til gode?

2/2020: Markedet overtar. Konsekvenser av jernbanereformen

3/2020: Utfasing av kommersielle fra barnevernet i Oslo

2019:

1/2019: EUs energiunion, strømprisene og industrien

2018:

1/2018: Vi trenger en inkluderende boligpolitikk

2/2018 Bemanningsselskaper i kommunesektoren. Erfaringer med Orange Helse

3/2018: Om foretak i UH-sektoren

4/2018: Mer makt til Brussel? Forslaget om Den europeiske arbeidsmyndigheten ELA

5/2018: Hvor ble det av arbeidervernet?

FLERE RAPPORTER OG NOTATER FRA DE FACTO

På www.de-facto.no kan du laste ned følgende publikasjoner:

2021:

- 1/2021: Mot ny ACER-strid? Konsekvenser av EUs 4. energipakke
- 2/2021: Tillitsreform – mer enn ord
- 3/2021: Avsporing. Drift og vedlikehold på jernbanen skal privatiseres
- 4/2021: Eksport og eksportmuligheter utenfor EU
- 5/2021: Hvem skal fikse toget? Om ansvar og organisering av togvedlikeholdet
- 6/2021: Tillit og medbestemmelse i Staten
- 7/2021 Kommunal innleie. Kartlegging av innleie fra bemanningsselskaper i kommunene i Vestland fylke.
- 8/2021 Framtidens industri. Ansvar og muligheter

2022:

- 1/2022: Strømpriskrisen. Årsaker og effektive tiltak.

2023:

- 1/2023: Hvordan fastsettes de norske strømprisene? Konsekvenser for næringsliv og industri
- 2/2023: Ute på byggeplass, på vei inn i en ny tid.
- 3/2024: Farvel til kraftbørsen. Hvordan sikre stabile kraftpriser og framtiden til norsk industri

2024:

- 1/2024: Einar Thorsrud, demokrati og den norske modellen.
- 2/2024: Havvind og norsk industri. Muligheter, utfordringer og løsninger.