



**Alternativ
Energikommisjon**

Rapport fra Alternativ energikommisjon

Avgitt 2. november 2022



Rapport fra Alternativ energikommisjon

Avgitt til oppdragsgiver, Industriaksjonen, 2. november 2022

Alternativ energikommisjon (AEK) ble nedsatt av Industriaksjonen 12. mai 2021. Kommisjonens mandat er todelt, og kan kort refereres slik:

Del A - hvordan kan Norge gjenskape den historisk norske konkurransefordelen i form av lavere strømpriser enn i landene vi konkurrerer med?

Del B - hvordan vil energibehovet i Norge utvikle seg, og hvordan kan nødvendige mengder strøm med lave CO2-utslipp best kunne framskaffes?

Mandatet kan leses i sin helhet på AEKs nettside: a-ek.no

Kommisjonen har hatt følgende sammensetning:

| | |
|---------------------|---|
| Anders Skonhoft | professor i samfunnsøkonomi NTNU |
| Ann Ørjebu | tillitsvalgt Industri Energi |
| Astrid Rambøl | utreder Manifest |
| Boye Ullmann | styremedlem Industriaksjonen |
| Einar Frogner | nestleder Nei til EU |
| Eli Moen | professor Handelshøyskolen BI |
| Gerd Liv Valla | LO-leder 2001-2007 |
| Hogne Hongset | styremedlem Industriaksjonen |
| Jan Davidsen | leder Kommuneforbundet/Fagforbundet 1993-2013 |
| Kjell Brygfeld | høyesterettsadvokat |
| Saxe Frøshaug | ordfører (SP) Indre Østfold kommune |
| Ståle K. Johansen | konserntillitsvalgt Aker |
| Ståle Refstie | ordfører (AP) Sunndal kommune |
| Svein Roar Brunborg | embetsmann i OED 1988-2003 |
| Tove Berit Berg | tillitsvalgt NNN Nortura |
| Trygve Tamburstuen | statssekretær i Industridep/OED 1978-81 |
| Øystein Noreng | professor Handelshøyskolen BI |

Kommisjonen har vært konstituert med et arbeidsutvalg bestående av Gerd Liv Valla, Trygve Tamburstuen, Boye Ullmann, Svein Roar Brunborg og Hogne Hongset



Vi har som land all interesse av samhandel og et godt forhold til våre naboland og handelspartnere. Det gjelder også på energiområdet. I en tid med energikrise og krig i Europa, er det spesielt viktig at vi som land og folk viser solidaritet med landene rundt oss, og spesielt med Ukraina. Det gjør Norge med ulike tiltak, herunder med økt energiekspport. Olje og økt produksjon av naturgass fra norsk sokkel dekker nå en betydelig del av Europas energibehov.

Heller ikke på elkraftområdet må Norge isolere seg fra resten av Europa. Alternativ energikommisjon tar derfor dette som utgangspunkt for sitt arbeid:

- Norge skal fortsette gjensidig å utveksle strøm med andre land, til fordel for alle parter
- Norge skal fortsette å eksportere strømoverskudd når vi har det, og da også kunne importere når vi skulle trenge det
- Norge står best rustet til å bidra positivt i en krisetid, også i utlandet, dersom norske kraftpriser baseres på produksjonskostnadene i Norge.

Innhold

| | | | |
|--|----|--|----|
| Sammendrag | 5 | Del B Hvordan vil energibehovet i Norge utvikle seg, og hvordan kan nødvendige mengder strøm med lave CO2-utslipp best framskaffes? | 25 |
| AEKs forslag i kortversjo..... | 7 | AEKs forslag til tiltak | 25 |
| Del A – Strømprisene | 7 | Begrunnelse for AEKs forslag | 27 |
| Del B – Kraftbalansen | 7 | Kraftbehov og produksjon | 28 |
| Kjernekraft | 7 | NVEs langsiktige markedsanalyse | 28 |
| Vindkraft på land | 7 | Statnetts langsiktige markedsanalyse | 29 |
| Del A. Hvordan kan Norge gjenskape den historisk norske konkurransefordelen det var å ha lavere strømpriser enn i landene vi konkurrerer med? | 8 | Er NVEs og Statnetts anslag realistiske? | 30 |
| AEKs forslag til tiltak | 9 | Arnstad-utvalget | 30 |
| Kort begrunnelse for forslagene | 9 | Solenergi | 30 |
| Acer-vedtaket i 2018 | 10 | Økt vannkraftproduksjon | 30 |
| Bakgrunnsnotatene | 12 | Elektrifisering av sokkelen | 31 |
| Andre innspill | 13 | Sokkelen kan elektrifiseres med havvind | 31 |
| Vannkraften,- det hvite kullet! (historikk) | 13 | Oljeselskapene må dekke kostnadene | 31 |
| Mellomlandsforbindelser | 15 | Produksjon av kryptovaluta | 31 |
| Energilovutvalget | 16 | Ingen fare for strømmangel om vi stiller oss riktig! | 32 |
| Energiloven | 16 | Hva bør gjøres? | 32 |
| Liberalisering av kraftmarkedet | 16 | Energiproduksjon og naturkonsekvenser | 33 |
| Nye kabler | 16 | Enova | 33 |
| Industrien kritisk | 16 | Styrking av midler til energieffektivisering | 33 |
| Politisk etterspill | 17 | Geotermisk energi | 34 |
| Riksrevisjonen kritiserer Statnett | 17 | EUs energieffektiviseringsdirektiv ...--..... | 34 |
| Strømprisfordelen som ble borte! | 18 | Elsertifikatloven om «grønne sertifikater» | 34 |
| Strøm: Strategisk ressurs eller handelsvare? | 19 | Avslutning..... | 34 |
| Statnetts rolle | 20 | Vedlegg | 35 |
| Statnett og kraftbørsene | 20 | 1) Anders Skonhoft og Øystein Noreng: «Strøm fra strategisk ressurs til handelsvare og børsobjekt» | 35 |
| Samfunnsmessig styring av kraftomsetningen .. | 21 | 2) Svein Roar Brunborg: «Om energiloven av 1990 og konsekvensene av den» | 40 |
| Statnett, kraftbransjen og politikerne | 21 | 3) Kjell Brygfeld: «Norge og EUs energiunion/Storbritannia» | 49 |
| «Europabatteriet» | 22 | 4) Øystein Noreng: «EUs energipolitikk har gitt et kraftmarked i krise» | 59 |
| Tyske ledere satset på Russland | 22 | | |
| Strømpriskrisen er importert | 23 | | |
| Hva er handlingsrommet? | 23 | | |
| Forbehold i konsesjonene | 24 | | |
| Ursula van der Leyen: «Et utdatert markedssystem» | 24 | | |

Sammendrag

Norsk vannkraft ble bygget ut for å dekke et stigende strømbehov. Vannkraften ble et velferdsgode for befolkningen og et konkurransefortrinn i utviklingen av norsk industri. Dagens strømpriskrise bryter med denne tradisjonen.

En varslet krise

Siden sommeren 2021 har Sør-Norge opplevd en stadig mer dramatisk og importert strømpriskrise i Sør-Norge, først og fremst gjennom de to nye sjøkablene til Tyskland og England. Dette har gitt store økte kostnader for husholdninger, næringsliv, offentlig sektor, organisasjoner og frivilligheten.

Statnetts søknad i 2013 om å få bygge strømkabler til Tyskland og England utløste sterke protester fra store industribedrifter og fra ledelsen i både Norsk Industri/NHO og fra Industri Energi/LO. Helt fram til konsesjon ble gitt i oktober 2014 ble det advart om at disse kablene ville føre til sterk økning av strømprisene i Norge.

AEK mener at strømpriskrisen er skapt av svikt i styringssystemene og mangelfull oppfølging av energilovens intensjoner. Det demokratiske underskuddet har overført beslutningsmakt i viktige økonomiske spørsmål fra folkevalgte organer til aktørene i kraftbransjen.

Strømprisstøtte

Norske husholdninger får strømstøtte, men vil likevel ha strømkostnader langt over det som har vært vanlig i Norge.

Store deler av næringslivet rammes også hardt. Stadig flere bedrifter må redusere eller innstille driften. Det er konsekvensen av at vi må betale «europapriser» for norsk strøm produsert i Norge. Regjeringen har satt inn noen strømstøttetiltak for næringslivet, men dette demper bare noe av de verste utslagene av krisen.

Årsakene til krisen må adresseres

Så langt har Regjeringen ikke tatt opp de grunnleggende årsakene til at vi er kommet i denne situasjon, og hvordan vi kan komme ut av den.

De høye og økende strømprisene på kontinentet skyldes en kombinasjon av flere forhold:

- EU, først og fremst Tyskland, har mislyktes med en ambisiøs overgang til fornybar energiproduksjon. Mens store deler av kjernekraften er stengt ned, må store mengder ny vind-og solenergi balanseres. Dette gir et prisdrivende dobbelt system, der i hovedsak gasskraft og kullkraft må stå i beredskap og tre inn når solen går ned og vinden stilner.
- Strømprisøkningen på kontinentet er forsterket av redusert tilgang på russisk gass, noe som er blitt ytterligere forsterket etter Russlands angrep på Ukraina.
- EUs energisystem omtales nå av EU-kommisjonens leder som dysfunksjonelt og uegnet for å løse dagens energikrise.

Prissmitte til Norge

De to siste kablene, til Tyskland og England, ble satt i drift i 2021. Det økte eksportkapasiteten fra strømprisområde 2 (Sørlandet) til høyprisområdene på kontinentet og i Storbritannia med langt over 100 %, noe som har økt strømprisimporten betydelig.

Strøm produsert og solgt i Sør-Norge må nå betales ut fra prisene i de høyeste prisområdene i utlandet. På kraftbørsen foregår en auksjon der spotpris settes av den dyreste kilowatt-timen et eller annet sted i Europa.

Energiloven

Norge innførte verdens mest liberale energilov i 1991. Loven hadde gode intensjoner. Men loven åpnet for en ukontrollert liberalisering av hele verdikjeden, og

- den politiske oppfølgingen har vært mangelfull
- det samme har de offentlige tilsynsorganenes oppfølging vært
- offentlig eide kraftselskaper og Statnett har samarbeidet med internasjonale aktører for å etablere en kommersiell struktur og for å bygge stadig flere utvekslingsforbindelser til høyprisområdene i Europa
- kommersielle aktører, ofte utenlandseide, har utnyttet åpningene i verdikjeden til å etablere nye, lukrative strømselskaper som tar ut store fortjenester uten å tilføre noen verdi for brukerne av strøm

Verdier flyttes

De høye strømprisene innebærer en urimelig overføring av inntekt fra norske forbrukere av strøm til norske strømprodusenter og strømselgere. De har uten noen ekstra innsats fått en fortjeneste langt ut over en normal, risikostjert avkastning på kapital.

En problematisk allianse

Offentlig eide kraftselskaper og Statnett har samarbeidet med internasjonale aktører for å etablere en kommersiell struktur og for å bygge stadig flere utvekslingsforbindelser til høyprisområdene i Europa.

Strømsalgsselskapene

Kommersielle aktører, ofte utenlandseide, har utnyttet åpningene i verdikjeden til å etablere nye, lønnsomme strømsalgsselskaper som tar ut store fortjenester uten å tilføre noen verdi for brukerne av strømmen.

To energikommisjoner

Regjeringen oppnevnte en energikommisjon i februar 2022. Alternativ Energikommisjon ble nedsatt av Industriaksjonen i mai 2022, fordi den regjeringsoppnevnte kommisjonens mandat ble oppfattet å være for snevert.



AEKs forslag i kortversjon

Del A - Strømprisene

AEK foreslår at Norge må ta tilbake statlig/offentlig kontroll over omsetningen av norskprodusert strøm og utvekslingen av strøm med andre land. Dette for å sikre at kraftsystemet fungerer godt, og for at vi kan sikre strømpriser som på nytt blir et velferdsgode for befolkningen og et konkurransefortrinn for norsk næringsliv.

AEK mener at løsningene kan finnes innenfor rammene av EØS-avtalen og de forbeholdene som et flertall i Stortinget tok ved tilslutningen til EUs 3. energipakke i 2018. Dette krever at Norge tar initiativ til forhandlinger for å utnytte det handlingsrommet som EØS-avtalen gir. En rekke EU-land har truffet egne tiltak for å ivareta legitime nasjonale interesser. Det må Norge selvsagt også kunne gjøre.

På tilsvarende måte må Norge ta initiativ til reforhandling av avtalen med Storbritannia om bruken av kabelen til England.

Handlingsrommet innenfor EØS/ACER er begrenset, men tilstede. Handlingsrommet vil bli ytterligere begrenset hvis Norge tilslutter seg EUs energimarkedspakke 4.

Del B - Kraftbalansen

I Norge er det ifølge NVEs og Statnetts langsiktige markedsanalyser ingen fare for kraftkrise, men videre elektrifisering av samfunnet og ny industri gjør at vi må øke tilgangen på strøm med lave CO₂-utslipp. Dette kan Norge gjøre ved å prioritere

- energieffektivisering, med nye og sterkere virkemidler/insentiver
- oppgradering av eksisterende vannkraftverk, med bedre insentiver for å kunne utnytte det tekniske potensialet
- aktiv satsning på solenergi gjennom sterkere insentiver
- stans i all bruk av strøm til produksjon av kryptovaluta
- havvind kan bidra til bedre kraftbalanse på land ved å forsyne offshoreinstallasjoner og tilhørende landanlegg med strøm.

Det bør også settes inn større innsats for utvikling av jordvarme og bølge- og tidevannskraftverk.

Kjernekraft

På lengre sikt mener AEK det er viktig at Norge følger utviklingen av 4. generasjon kjernekraft. Kjernekraft er omstridt, men gir strømproduksjon med lave CO₂-utslipp, samtidig som nye reaktorkonsepter reduserer risikoen vesentlig sammenlignet med tidligere generasjoner kjernekraft.

Vindkraft på land

Vindkraft på land er også omstridt. Vindkraft på land berører naturvern, reindriftsinteresser, fordeling av inntekter, og også statlig styring versus kommunalt selvstyre. Så lenge AEKs forslag til tiltak ifølge NVEs og Statnetts analyser dekker kraftbehovet fullt ut, finner ikke AEK grunn til å gå nærmere inn på denne energiformen.

Del A

Hvordan kan Norge gjenskape den historisk norske konkurransefordelen det var å ha lavere strømpriser enn i landene vi konkurrerer med?

Del A i utredningen bygger i stor grad på fire notater, utarbeidet av kommisjonens medlemmer:

- 1) Anders Skonhoft og Øystein Noreng: «Strøm fra strategisk ressurs til handelsvare og børsobjekt»
- 2) Svein Roar Brunborg: «Om energiloven av 1990 og konsekvensene av den»
- 3) Kjell Brygfjeld: «Norge og EUs energiunion/Storbritannia»
- 4) Øystein Noreng: «EUs energipolitikk har gitt et kraftmarked i krise»

Notatene er tilgjengelige som trykte vedlegg i denne utgaven av rapporten, og i den digitale utgaven på AEKs hjemmeside a-ek.no

Verdikjeden for vannkraft

Verdikjeden for elektrisk kraft er egentlig enkel, og strøm er enkelt å selge fordi alle trenger strøm. Kraftverkene står for selve produksjonen. Til mange kraftverk er det knyttet vannmagasiner som gjør det mulig å regulere produksjonen. Dette er en unik egenskap ved den norske vannkraften.

Strømmen transporteres fra kraftverkene til brukerne via stamnettet som eies av Statnett, og lokale distribusjonsnett som eies av nettselskapene.

I 2020 som var et normalår viser SSBs analyser at det i gjennomsnitt gikk 21 øre/kWh til kraftselskapene, mens transporten til kundene kostet 28 øre/kWh. Dette illustrerer kostnadsnivået for produksjon og distribusjon av vannkraft i Norge.



Foto: grob831 / Flickr

AEKs forslag til tiltak

Norge og EUs energimarked

Det norske energisystemet er i dag integrert i det europeiske energimarkedet gjennom EØS-avtalen med EU og en bilateral avtale med Storbritannia. Begge disse avtaleforholdene legger klare begrensninger i våre politiske myndigheters muligheter til å gripe inn i og/eller regulere omsetningen av strøm enten det gjelder priser eller import/eksport. I noen grad kan myndighetene likevel forvalte våre naturressurser.

Handlingsrommet i EØS-avtalen

I den vanskelige situasjonen som er oppstått, mener AEK at løsninger bør kunne søkes med EU innenfor rammene av EØS-avtalen på bakgrunn av forbeholdene som et flertall i Stortinget tok ved tilslutningen til EUs 3. energipakke i 2018. Dette krever at norske myndigheter for det første utnytter det handlingsrommet som EØS-avtalen gir.

Om nødvendig må myndighetene ta initiativ til forhandlinger med EU med tanke på å finne omforente løsninger der EØS-avtalen hindrer Norge i å treffe ensidige nasjonale løsninger. En rekke EU-land har truffet egne tiltak for å ivareta legitime nasjonale interesser. Det må selvsagt også Norge kunne ta initiativ til å kunne gjøre.

Reforhandling med Storbritannia

På tilsvarende måte må Norge ta initiativ til reforhandling av avtalen med Storbritannia om vilkårene for bruken av kabelen til England siden den skaper et felles strømmarked for Sør-Vestlandet og Storbritannia.

Forhandlingskrav

Følgende krav bør legges til grunn for forhandlingene:

- 1) Norske strømpriser frikobles fra det europeiske strømprissystemet.
- 2) Norge skal ha full kontroll over kraftflyten i utenlandsforbindelsene. Staten styrer utveksling av strøm og salg av overskuddskraft.
- 3) Norge skal ha full statlig styring over innenlands kraftomsetning. Staten forestår innenlands strømsalg, og strømsalgsselskapene avvikles.
- 4) Norge skal fritt kunne etablere et prisregime for norsk strøm brukt i Norge.
- 5) Vannet i norske kraftmagasiner må forvaltes slik at det sikres norsk forsyningssikkerhet og gunstige priser for norske strømkunder.
- 6) Statnetts mandat endres i samsvar med en ny organisering av det norske kraftmarkedet, basert på reviderte/nye avtaler med EU og Storbritannia.

Kort begrunnelse for forslagene

1) Norske strømpriser frikobles fra det europeiske strømprissystemet.

Norsk vannkraft er unik med sin magasinkapasitet som utjevner nedbørsforskjeller. Den skiller seg så grunnleggende fra de øvrige energikilder i det europeiske markedet at dette er grunn nok til å kreve en slik frikobling. Norske vannmagasiner kan ikke fylles opp med tankbiler, men er avhengig av naturlige variasjoner i nedbørsmengdene.

Økt produksjon av strøm i Norge vil ikke senke strømprisene, så lenge vi er en del av det europeiske strømprismarkedet. Overskuddskraft kan selvsagt eksporteres når behovet i det norske markedet er dekket. Overskuddet er i snitt så lite at det ikke har noen reell betydning for andre land. Selv i år med maksimal eksport av norsk vannkraft, som i 2021, utgjør dette bare rundt 0,5 % av Europas samlede elektrisitetsforbruk. Alene økningen av eksport av norsk gass til Europa i 2022 er 6 ganger høyere enn den norske krafteksporten i 2021. Dette tilsvarer ca 100 TWh. Norge er nå den største leverandøren av naturgass til Europa.

2) Norge skal ha full kontroll over kraftflyten i utenlandsforbindelsene. Staten styrer utveksling av strøm og salg av overskuddskraft.

Med eksisterende avtaler og eksisterende utvekslingskapasitet styres eksport og import av kraft fra og til Norge av prisene i det europeiske strømprismarkedet utenfor Norge, og av utenlandsk etterspørsel etter norsk kraft. Dette er uakseptabelt i lys av at norske myndigheter ikke kan styre nedbøren, som er basisressursen i det norske kraftsystemet. Det er også uakseptabelt fordi priseffekten av de nye kablene, i nåværende strømprisregime, er vesentlig høyere enn det som ble lagt til grunn da beslutningene om bygging ble truffet.

Avtalen med Storbritannia kan sies opp med ett års varsel. Avtalen som Statnett har inngått med det tyske nettselskapet Tennet (Statnetts motstykke i Tyskland) om driften av tysklands-kabelen åpner for reforhandling når betydelige ulemper kan påvises.

En rekke EU-direktiver og forordninger har bestemmelser om at «allmenne hensyn» i ulike saker kan vektlegges av et medlem av EU/EØS. For Norges vedkommende må strømpriser ute av kontroll åpenbart være grunnlag for å kunne gjøre inngrep i markedet ut fra «allmenne hensyn». Kraftselskapene har satt forsyningssikkerheten i fare ved å produsere for mye strøm i perioder der vannmagasinene skal fylles opp. Det har ført til at både NVE og statsråd Terje Aasland har åpnet for muligheten av strømrasjonering.

3) Norge skal ha full statlig styring over innenlands kraftomsetning. Staten forestår strømsalg, og strømsalgsselskapene avvikles.

Som følge av energiloven ble Statnett Marked AS etablert i 1993 for å være omsetningssentral for norsk kraft, senere kalt kraftbørs. Senere er kontrollen over både den fysiske og finansielle kraftbørsen overlatt til internasjonale kommersielle aktører. Dette har igjen skapt et detaljmarked for strøm som et unødvendig ledd i verdikjeden, strømsalgsselskapene, som ikke tilfører noe av verdi.

Disse selskapene kan avvikles, og Staten bør stå for salg av strøm innenlands, samt salg av overskudd til andre land.

Staten må ta tilbake den overordnede styringen av kraftomsetningen. Dette kan skje enten gjennom et tilbakekjøp av kraftbørsene eller andre økonomiske tiltak, eller gjennom lovbestemte tiltak. I denne sammenheng må det også avklares om det i avtalene om salg av disse statlige strategiske aktivaene er tatt forbehold om noen form for tilbakekjøp, og om hvordan Statnett har forankret salgene hos overordnet myndighet.

4) Norge skal fritt kunne etablere et prisregime for norsk strøm brukt i Norge.

Alle land har sine særlige fortrinn. Norge må kunne styre strømprisnivået innenlands, og slik reetablere det historiske konkurransefortrinnet vårt land har hatt i form av lavere strømpriser enn i andre land. Strømpriser i Norge må baseres på de reelle kostnadene for å produsere og transportere strøm, med tillegg for kapitalkostnader, nyinvesteringer og oppgraderinger, og med eventuelle tillegg for å stimulere til energieffektivisering.

Et kostnadsbasert prisregime vil sikre transparens og forutsigbarhet både for produsenter, netteiere og forbrukere, noe som var en grunnleggende forutsetning for energiloven. I Norge skal strøm være et nødvendighetsgode som ingen skal kunne ta urimelig fortjeneste på, og være en avgjørende konkurransefaktor for næringslivet.

5) Vannet i norske kraftmagasiner må forvaltes slik at det sikrer norsk forsyningssikkerhet og gunstige priser for norske strømkunder.

Vannet i norske kraftmagasiner er eid av den norske stat via konsesjonsloven. Kraftmagasinene kan da forvaltes av norske myndigheter uavhengig av våre avtaler med andre land. Vannet blir ikke en del av våre avtaler med andre land før det er omdannet til strøm i kraftverkene.

Disponeringen av kraftmagasinene må skje ut fra hensynet til forsyningssikkerhet og slik at norske strømpriser igjen vil bli et velferdsgode for husholdningene og gi norsk næringsliv et konkurransefortrinn.

6) Statnetts mandat endres i samsvar med en ny organisering av det norske kraftmarkedet, basert på reviderte/nye avtaler med EU og Storbritannia.

Statnett er for tiden under granskning av Riksrevisjonen. Basert blant annet på Riksrevisjonens gjennomgang, må myndighetene gjennomgå Statnetts rolle ut fra endringer i avtaler med EU og Storbritannia, og ut fra hva som tjener landet best i en ny situasjon.

Acer-vedtaket i 2018

AEK mener disse forslagene er i samsvar med de betingelsene som flertallet på Stortinget la til grunn for samtykke til EUs tredje energimarkedspakke, signert 20. mars 2018.

Et flertall i Stortinget, bestående av Høyre, Fremskrittspartiet, Venstre, MDG og Arbeiderpartiet, vedtok tilslutning til EUs 3. energimarkedspakke, basert på Arbeiderpartiets forslag til avtale med 8 «ufravelige» betingelser. Dette er punktene i avtalen:

- 1) Det skal være nasjonal og samfunnsmessig kontroll over vannkraftressursene. Det offentlige eierskap til norske vannkraftressurser skal ligge fast, og minst to tredjedeler skal være offentlig eid.

- 2) Norsk fornybar kraftproduksjon skal bidra til økt verdiskaping og sysselsetting i Norge og til å erstatte fossil energi med fornybar energi.
- 3) Norske myndigheter skal ha full styring og kontroll over alle avgjørelser med betydning for energisikkerheten i Norge, herunder avgjørelser knyttet til industri og utkobling av kraft.
- 4) Beslutninger om eventuelle nye utenlandskabler skal fortsatt være en suveren beslutning fattet av norske myndigheter.
- 5) Eventuelle nye kabler skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme og det skal høstes erfaringer og gjøres grundige analyser før nye forbindelser kan etableres. Hvilken betydning dette får for eventuelle nye konsesjonssøknader, må vurderes som ledd i behandlingen av disse.
- 6) Statnett skal eie og drifte alle framtidige mellomlandsforbindelser. Dette tas inn i energiloven.
- 7) Flaskehalsinntektene skal fortsatt kunne benyttes til å redusere nettariffene så vel som til vedlikehold og utbygging av det norske strømmettet.
- 8) Den nye reguleringsmyndigheten (RME) opprettes, dens oppgaver avgrenses til å oppfylle direktivets minimumskrav. Den overordnede myndigheten til å utforme og vedta forskrifter og utarbeide lover skal fortsatt ligge i departementet (OED) og direktoratet (NVE).

Avtalen avsluttes med en formulering om hvordan kravene skal formidles til EU:

I forbindelse med Norges tilslutning til EUs 3 energimarkedspakke skal det avgis en formell erklæring overfor EU/EØS som gir uttrykk for vår holdning i tråd med prinsippene som uttrykkes over og i flertallsinnstillingen, og som slår fast at dette vil ligge til grunn for Norges syn ved eventuelle fremtidige endringer i EUs energipolitikk. Medelsen til EU om samtykke, kommer på det tidspunktet lovendringen er fremlagt.

Stortinget 20. mars 2018


Tina Bru

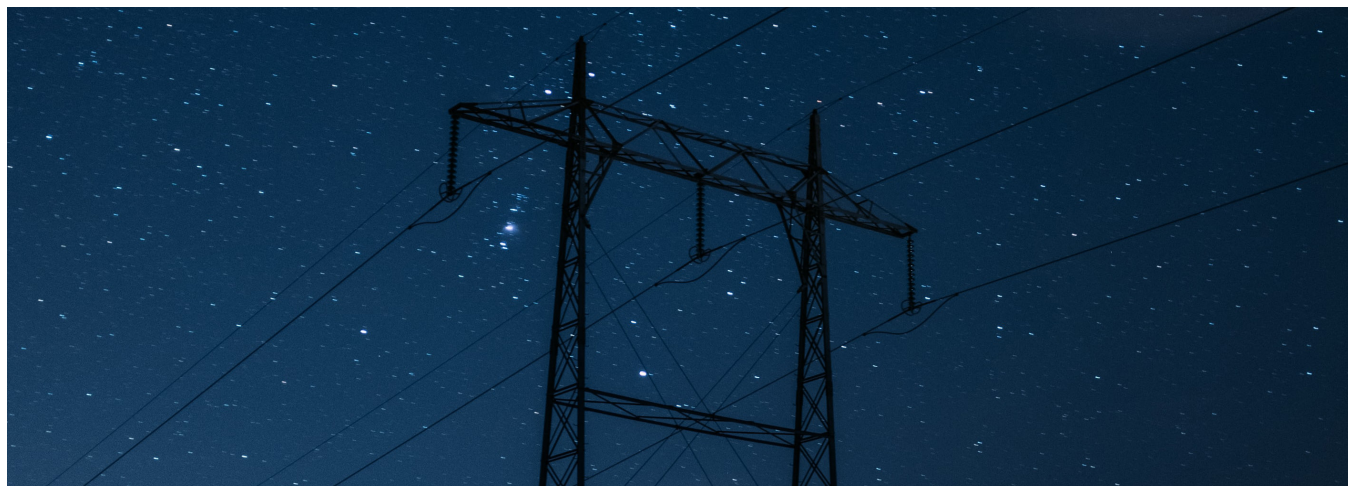

Espen Barth Eide


Ketil Kjenseth


Terje Halleland


Per Espen Stoknes

EUs 4. energimarkedspakke ligger nå hos regjeringen, uten at det er klart når den vil komme til Stortinget for behandling.



Bakgrunnsnotatene

De fire notatene som ligger til grunn for forslagene ligger i fulltekst som vedlegg i den trykte rapporten, og også i den digitale utgaven på AEKs nettside (Alternativ Energikommisjon (a-ek.no)). Dette handler notatene om:

1) «Strøm fra strategisk ressurs til handelsvare og børsobjekt»

Anders Skonhoft og Øystein Noreng:

Ved siden av arbeidskraft og kapital er energi en vesentlig innsatsfaktor i økonomien. Verdens økonomiske utvikling de siste århundrer er preget av en gradvis og kontinuerlig overgang fra bruk av energi fra mennesker og dyr til bruk av mekanisk energi, til økende handel med energi, også over landegrensener, og til økende bruk av elektrisitet til stadig flere formål.

Historisk har tilgang på energi hatt stor betydning for de enkelte lands industrielle utvikling. Eksempler er Storbritannia, Tyskland og USA. I det 20. århundre har tilgang på olje vært avgjørende for utfallet av to verdenskriger. I nyere tid har kontroll over olje og gass ansporet flere alvorlige konflikter, senest som en faktor i Russlands krig mot Ukraina.

2) «Om energiloven av 1990 og konsekvensene av den»

Svein Roar Brunborg:

Energiloven av 1990 skulle sikre at vanlige strømbrukere skulle behandles likeverdig med vannkraftprodusentene. Norge skulle være selvforsynt med kraft. Vannet i kraftmagasiner skulle sikre billigst mulig kraftpris for strømkunder i hele landet. Energiøkonomisering skulle prioriteres like sterkt som ny kraftutbygging. Det er vel 30 år siden loven trådte i kraft. Men vi bruker ikke vannet i magasinene for å sikre god norsk leveringssikkerhet fordi vannet ikke lenger har en nasjonal rolle. Vi har subsidiert ny kraft vi ikke trenger selv, til fordel for EU. Norske strømkunder påføres ekstrakostnader i nettet utover det som er et nasjonalt behov. Strømlleverandørene gir norske kraftprodusenter bedre adgang til det utenlandske kraftmarkedet enn norske strømkunder får adgang til det norske kraftmarkedet

Notatet gir en gjennomgang av årsakene til viktige avvik fra opprinnelig formål og skisserer tiltak som kan hindre dagens urimelig høye strømpriser.

3) Norge og EUs energiunion/Storbritannia»

Kjell Brygfeld:

Den offentlige samtalen om hvordan man skal møte, og evt. regulere, den nye situasjonen med usikkerhet i forsyningen av kraft til norske forbrukere, og med en sterk og akselererende økning i kraftprisene, står i stampe og beveger seg i faste spor uten at det er kommet fram mange konkrete og fruktbare forslag til løsninger. Frontene er i grove trekk at den ene side ønsker å gripe inn politisk i kraftmarkedet og regulere produksjon, priser og overføringer, mens den andre siden vil avhjelpe situasjonen med økonomiske støtteordninger. I denne samtalen er det viktig med kunnskap om de rammer som vårt avtaleverk i EØS og mot Storbritannia for forstå hvilke muligheter det er for myndighetene til å gripe inn politisk for ensidig å regulere forskjellige sider av markedet. I notatet beskriver jeg i i korte trekk dette regelverk for kanskje dermed å gi noen forestillinger for å vurdere hvilket handlingsrom politikerne har for å gripe inn med reguleringer.

4) «EUs energipolitikk har gitt et kraftmarked i krise»

Øystein Noreng:

Strømpriskrisen i Europa er blitt skjerpet av krigen i Ukraina, men har bakgrunn i feilslått energipolitikk. EUs energiunion har som mål å skaffe ren, billig og sikker energi. Virkemiddelet er fri flyt av energi, under kontroll av ACER, EUs byrå for regulering av energimarkedene. Fordi størstedelen av energiforbruket dekkes ved import av olje, gass og kull, er EU prisgitt internasjonale markedskrefter. Klimapolitikken gir kutt i utslipp forrang framfor forsyninger av energi.

EU har verdens dyreste og mest usikre forsyninger av energi. Solkraft og vindkraft kan ikke sikre en stabil grunnlast av strøm. EU og ACER har ikke vist handlekraft. Mange EU-land treffer egne tiltak; Belgia, Frankrike og Italia med priskontroll på strøm. Tyskland har bevilget 200 milliarder euro for å støtte innkjøp av gass og subsidiere forbrukerne. Krisen kan kanskje kaste et blått lys over «det grønne skiftet». EUs energipolitikk er moden for en omlegging av mål og virkemidler.

Andre innspill

I tillegg til bakgrunnsnotatene har kommisjonen også mottatt innspill fra og fått presentasjoner fra relevante fagmiljøer med kompetanse på områder som dekker ulike deler av kommisjonens mandat. I det videre gis det her en del informasjon om relevant bakgrunn for kommisjonens arbeid og forslag, og som gir innblikk i tematikk kommisjonen har lagt vekt på.

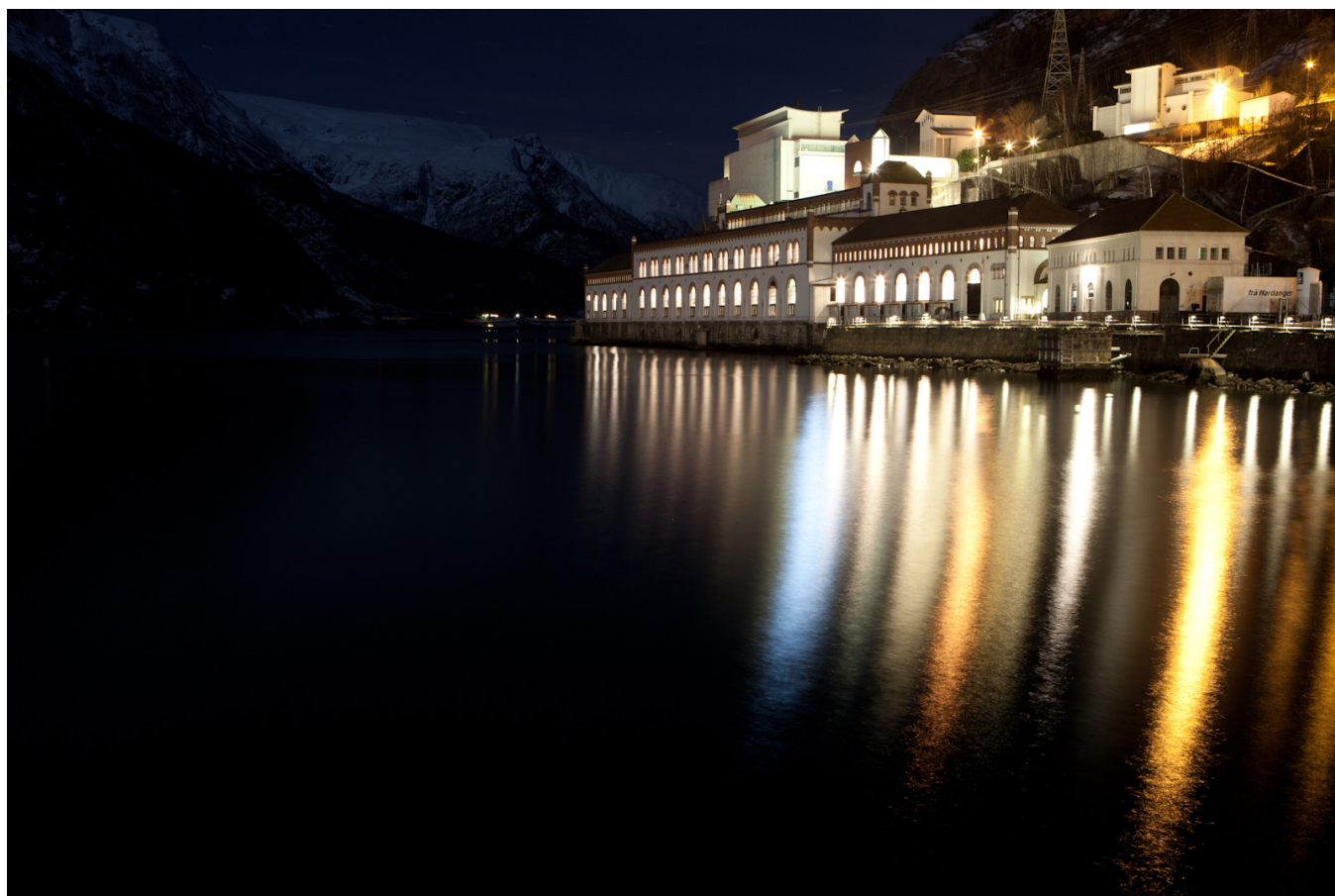


Foto: Dag Endre Opedal

Vannkraften,- det hvite kullet!

I Norge har industrialisering og modernisering av samfunnet vært basert på utnyttelse av vannkraften - 'det hvite kull'. Norge er faktisk det eneste land i verden der industrialisering og velstand er basert på landets vannkraftressurser.

Norske fossefall utgjør en kritisk faktor i landets moderne utvikling, men den viktigste grunnen til at landet og landets befolkning har kunnet dra fordel av denne naturressursen, er den måten denne ressursen er blitt forvaltet på.

En politisk styrt utvikling: samhandling mellom sentrale og lokale interesser

«Panikkloven» og energiloven

Det formelle rammeverket som ligger til grunn for norsk økonomisk utvikling og velstand startet med den midlertidige konsesjonsloven i 1906, kalt panikkloven, som satte forbud mot at utlendinger eller noe 'uansvarlige' selskap kunne kjøpe fosser uten konsesjon. 1909-loven stadfestet hovedtrekkene i panikkloven, men utvidet den også: Den inkluderte hele vassdrag og ikke bare fosser som 1906 loven; dessuten skulle bare stat, kommune eller norske borgere kunne kjøpe fosser uten konsesjon. Staten skulle etter 80 år overta ikke bare fosser, rørgater og anlegg, men også kraftstasjonene med fullt utstyr – uten vederlag.

Ny lov i 1917

En ny konsesjonslov som ble vedtatt i 1917 satte enda strengere vilkår: Den åpnet for at staten, fylker og kommuner kunne få forkjøpsrett til vannfall som det krevdes konsesjon å erverve. 1917-loven knyttet også vilkår til konsesjonene som kraftavståelse til kommuner, bruk av norsk materiell og norske arbeidere. Normalt skulle selskap med helt norsk grunnkapital få konsesjon. Bare under særlige omstendigheter skulle utenlandsk kapital slippe til, samtidig som staten gikk aktivt inn for at utenlandske interesser ble løst ut av selskap i Norge.

Dette institusjonelle grunnlaget ble utformet i en periode da liberalismen fortsatt sto sterkt i politisk tenking, selv om nye ideer om staten og statens ulike roller hadde begynt å gjøre seg gjeldende. I økonomisk politikk var frihandel fortsatt dominerende.

Kraftforsyning som kritisk samfunnsressurs og et samfunnsgode

Bakgrunnen for det politiske engasjementet og konsesjonslovgivningen var at strøm ble sett som en kritisk samfunnsressurs og et gode for befolkningen. Dette synet var retningsgivende for norsk kraftpolitikk fra begynnelsen av kraftutbyggingen. Som det het: «Elektrisiteten er ikke en vare der bør spekuleres med». I etterkrigstiden var dette synet fortsatt retningsgivende for vannkraftutbyggingen. Statlig kraftproduksjon skulle ikke bare være et redskap for industriutviklingen, men også for velferdspolitikken.

Statens oppgave var først og fremst å fremme elektrisiteten som et velferdsgode for folk flest, og på den måten virkeliggjøre det gode samfunn.

Prispolitikken

Prispolitikken var et viktig redskap for å realisere både samfunnsoppdraget og industriutviklingen. Grunnprinsippet, kalt effekt-tariffer, var en fast årspris pr. maksimalt benyttet kilowatt. I verden ellers har det vært vanlig med energitariffer, dvs. ren kilowatt-timebetaling. For vanlige abonnenter i Norge ble forbruk utover fasttariffen betalt som overforbruk, mens industrien fikk langsiktige gunstige kraftavtaler.

Utformingen av den norske kraftpolitikken må ses i sammenheng med den særnorske styringsformen. Karakteristisk for denne styringsformen er en pragmatisk samhandling mellom sentrale og lokale interesser. Dette har bidratt til å balansere ulike behov og interesser.

Praktisering av energiloven av 1990 representerer etter hvert et radikalt brudd med denne formen for styringspraksis og synet på strøm som et samfunnsgode.

Det begynte på Senja

Det første vannkraftverket i Norge, og et av de første i verden, ble bygd på Senja i 1882, for å skaffe lys til Senjens Nikkelverk. Dette var et walisisk eid bergverk som på topp hadde 430 arbeidere, de fleste svenske gjestearbeidere.

Gunnar Knudsen bygger i 1885 et vannkraftverk for å skaffe strøm til mindre brannfarlig lys ved Laugestol Brug i Skien, en tremassefabrikk der Knudsen er deleier. Dette er det første kraftverket som selger strøm til eksterne kunder. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) definerer derfor dette kraftverket som det første kommersielle vannkraftverket i Norge. Med bakgrunn som ingeniør skjønnte Knudsen tidlig hvilken verdi som lå i vassdragene våre.

Knudsen blir senere den velkjente statsminister Gunnar Knudsen, en av de viktigste energipolitikere landet vårt har fostret. Han var sentral da konsesjonslovene ble vedtatt, sammen med jurist og justisminister i Knudsen regjering, Johan Castberg.

Tidslinje

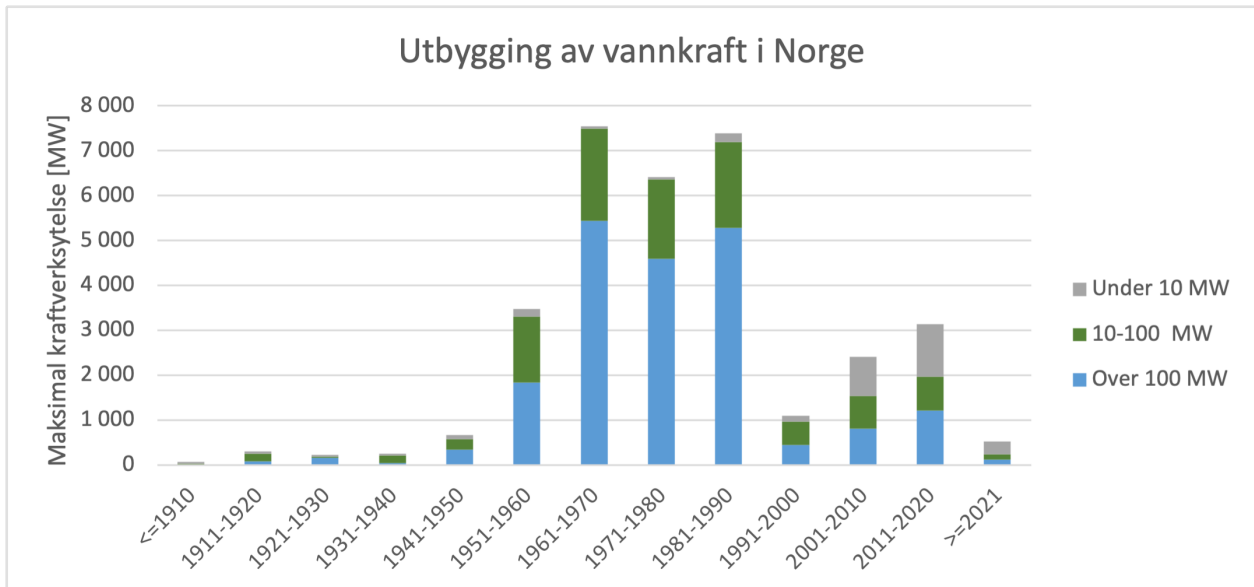
NVE har på sin hjemmeside en instruktiv tidslinje som viser utviklingen av historien om vannkraften i Norge.

En parallell

En interessant parallell til at framsynte politikere i begynnelsen av forrige århundre tok nasjonal kontroll med vannkraften, er at like framsynte politikere på 1960/70-tallet tok kontroll med ressursene på sokkelen. Mange av dagens energipolitikere kunne med fordel tatt lærdom av den evnen som tidligere generasjoner politikere har vist i det å sikre kontroll med energiresursene våre.

1950-1990

Den store utbyggingen av norsk vannkraft skjedde etter andre verdenskrig og fram til rundt 1990: I denne perioden ble strøm sett på som infrastruktur på linje med vei, vann og avløp. Lave og forutsigbare strømpriser var et velferdsgode for norske husstander i vårt kalde land, og ble også grunnlaget for oppbygging av en betydelig norsk industri.



Etter den store utbyggingsperioden har Norge hatt overskudd av elkraft i de aller fleste år. Stor variasjon i nedbør gjør at vi i spesielt tørre år likevel har hatt noe netto import av strøm. Størst netto import hadde vi ifølge SSB i 2004, med 11,5 TWh (milliarder kilowattimer). Siste år med netto import var 2010, med 7,6 TWh.

Mellomlandsforbindelser og forsyningssikkerhet

Utbygging av mellomlandsforbindelser fra 1960, på land og sjø, gjør at vi i år med negativ kraftbalanse kan importere det vi trenger. Vi har i realiteten hatt full forsyningssikkerhet, dvs nok strøm også i kalde og tørre år, siden den 3. sjøkabelen til Danmark ble satt i drift i 1993. Utvekslingskapasiteten mot andre land kom da opp i ca 40 TWh pr år.

Sverige var tidlig interessert i å koble seg opp mot det regulerbare norske vannkraftsystemet, fordi Sverige allerede på 1970-tallet hadde seks kommersielle kjernekraftreaktorer i drift, og ytterligere seks innen 1985. Disse var lite regulerbare, og måtte gå døgnet rundt som grunnlast i systemet.



Kobling mot strømmarkeder i utland gir den fordel at vi kan importere strøm i tørre år, og eksportere strøm når vi har overskudd. Vi trenger dermed ikke å «overinvestere» for å ha nok strøm også i spesielt tørre år. Når landene vi kobler oss opp imot har høyere prisnivå enn i vårt land, innebærer imidlertid forbindelser også en betydelig ulempe, i og med at vi da vil «importere» høyere strømpris enn vi ellers ville hatt.

Optimal mengde utenlandsforbindelser er derfor den som gir oss full forsyningssikkerhet, men ikke mer enn det. Ytterligere forbindelser til land med høyere prisnivå er negativt, fordi vi da får høyere strømpriser enn vi ellers ville hatt. Dette gir husholdningene høyere strømpriser enn nødvendig, det øker kostnadene i offentlig sektor og det svekker konkurransekraften i næringslivet.

Bygging av utenlandsforbindelser var omstridt allerede da den første kraftlinjen til Sverige ble foreslått. Etter betydelig uenighet, der bl.a. senterpartipolitikerne Jon Leirfall og senere statsminister Per Borten gikk imot prosjektet, ble det vedtatt i Stortinget 6. desember 1955, med 81 mot 63 stemmer. Da hadde industriminister Gustav Sjaastad (AP) stilt kabinettsspørsmål i saken. Linjen kom i drift i 1960.

Arbeiderpartiet var delt i spørsmålet om utenlandsforbindelser. Finn Lied, industriminister i Bratteli-regjeringen, var imot slike forbindelser og sa allerede på 1970-tallet dette: «Vi eksporterer strøm, og importerer høyere strømpriser.»

Energilovutvalget

På grunn av rask og til dels ukoordinert utbygging, og også redsel for overinvestering, ble det i 1980 nedsatt et Energilovutvalg. Det fikk tidligere industriminister Olav Haukvik (A) som leder, og la fram sin innstilling i 1985. Utvalget foreslo at landets mange hundre vannkraftverk skulle samles i 20 fylkeskommunale kraftverk, eid og drevet av det offentlige.

Utvalget foreslo at videre utbygging av vannkraft skulle skje i samsvar med et antatt økende behov, og at strøm skulle prises til selvkost med naturlig påslag for kapitalkost og nødvendig overskudd for videre utvikling av kraftverkene.

Energiloven

Denne utredningen var en del av grunnlaget for utarbeiding av energiloven på slutten av 1980-tallet. Den lovproposisjonen Gro Harlem Brundtlands 2. regjering la fram våren 1989, var imidlertid også preget av nye tanker om å introdusere et større innslag av markedsmekanismer i strømomsetningen enn det som hadde vært tilfelle tidligere.

Behandlingen av proposisjonen ble imidlertid utsatt til høstsesjonen, der valget i september førte til regjeringsskifte. Regjeringen Syse (H, KrF og SP), med Eivind Reiten (SP) som olje-og energiminister, endret lovutkastet vesentlig.

Liberalisering av kraftmarkedet

Loven fikk nå den formen som liberaliserte kraftmarkedet i Norge. Loven ble enstemmig vedtatt i juni 1990. Fra i utgangspunktet å være betraktet som infrastruktur, på linje med vei, vann og avløp, ble strøm nå definert som en kommersiell vare i et marked. Samtidig ble Statkraft delt, og vi fikk nyskapingen Statnett, som fikk ansvar for det sentrale strømmettet og utenlandsforbindelsene.

EØS-forhandlinger felte Syse-regjeringen

Regjeringen Syse gikk av 3. november 1990, på grunn av indre splittelse ved forhandlingene med EU om en EØS-avtale. Gro Harlem Brundtland kom tilbake med sin 3. regjering, og iverksatte den nye energiloven 1.1.1991. I 1992 ble så EØS-avtalen med EU inngått. Den trådte i kraft 1.1.1994. Denne avtalen har stor betydning for dagens debatt om energipolitikken.

Nye kabler

De fire siste utenlandskablene, til Nederland, den 4. til Danmark, til Tyskland og til England, har økt kapasiteten langt ut over det som trengs for at vi skal ha full forsyningssikkerhet. Med disse kablene har vi fått en utvekslingskapasitet på over 75 TWh, dvs nok til å kunne eksportere rundt 50 % av den norske kraftproduksjonen. De to siste kablene, til Tyskland og England, har alene økt kapasiteten mot høyprisområdene i Europa med 116%. (Kapasiteten til Danmark og Nederland er til sammen 2400 megawatt, mens de nye kablene hver er på 1400 MW.) Disse kabelprosjektene var da også svært omstridt da de ble planlagt, fordi mange antok at priseffekten ville bli langt større enn det som ble hevdet av kraftbransjen og Statnett, som ville bygge kablene.

Optimistiske prisanslag – som sviktet

Statnetts anslag, støttet av bl.a. Sintef Energi, var en prisøkning på anslagsvis 2 til 4 øre/kWh. På den tiden disse kablene ble forberedt og så fikk konsesjon, i oktober 2014, var strømprisene i Tyskland og England betydelig høyere enn i Norge.

Den eksplosive strømprisøkningen vi har importert siden i fjor, viser hvor risikabelt det er for Norge å ha nødvendig stor utvekslingskapasitet mot høyprisområder.

Striden om kablene

I departementets høring av de siste to kabelprosjektene, fikk de ikke overraskende full støtte fra kraftprodusentene som uttalte seg. LO og Norsk Industri uttalte seg skeptisk, og ønsket bedre konsekvensutredninger.

Industrien kritisk

Kabelprosjektene fikk sterk kritikk av organisasjonen IndustriEI, som frarådte at konsesjon skulle gis. IndustriEI er eid av industribedriftene Alcoa, Boliden, Eramet, Fesil, Heidelberg Cement, Hustadmarmor, Ineos, Sør-Al og Yara. I tillegg ble kabelprosjektene direkte slaktet av LO-forbundet Industri Energi.

Konsesjonene

Statnett fikk til tross for sterk motstand likevel konsesjon for begge kablene. Avtalene om å forberede prosjektene ble inngått under den rød-grønne regjeringen 2005-13, med Ola Borten Moe som olje-og energiminister 2011-13.

Konsesjon ble gitt av Solberg-regjeringens olje-og energiminister Tord Lien i oktober 2014.

Statsråders ansvar

Statsråder har det politiske ansvaret for de beslutninger som departementene fatter. I denne saken gav embetsverket sine råd til statsråden basert på Statnetts framlagte søknad og utredninger, og innkomne høringsuttalelser.

Politisk etterspill

Når ettertidens klarere lys nå skinner på saken, er det lett å forstå Ola Borten Moes lakoniske, syrlige og nylige kommentar på direkte TV til saken: «Shit in,- shit out».

Mer knusende kritikk av Statnetts prosjektutvikling, og også av embetsverkets rolle, er vanskelig å se for seg fra daværende statsråd.

På vegne av FrP, som hadde statsråden som gav konsesjon, har da også partileder Sylvi Listhaug tatt selvkritikk på vegne av partiet for at disse konsesjonene ble gitt.

Riksrevisjonen kritiserer Statnett

I Riksrevisjonens gjennomgang av statsbedriftene, i oktober 2016, ble Statnetts prosjektutviklingsrutiner omtalt svært kritisk, bl.a. med direkte henvisning til utviklingen av nettopp kabelprosjektene til Tyskland og England.



Riksrevisor Karl Eirik Schjøtt-Pedersen: Foto: Mathias Fossum / Riksrevisjonen

Gransking

Etter flere innspill, bl.a. fra LOs ledelse, har Riksrevisjonen nå åpnet gransking av både Statnett og NVE, som er kontrollmyndighet for Statnett.

AEK mener at Riksrevisjonens gjennomgang må omfatte Statnetts disposisjoner helt tilbake til 1995. Granskningen av NVE må omfatte NVEs manglende tilsyn med at konsesjonsvilkår for fyllingsgrad i magasinene blir oppfylt.

Alle konsesjoner har bestemmelser om laveste vannstand i magasinene. Den ukontrollerte nedtappingen som skjedde høsten 2021 og vinteren/våren 2022 var motivert av å oppnå kortsiktig gevinst på de høye strømprisene i Europa. Hadde NVE oppfylt sin tilsynsplikt ville vi ha unngått den prekære situasjonen som oppsto sommeren 2022.

Strømprisfordelen som ble borte!

Teknologi for overføring av store mengder strøm over lange distanser er av nyere dato, og derfor ble industrien i den store utbyggingsperioden etablert der vannkraften ble produsert.

Det er bakgrunnen for den lange kjeden «industribyer» fra svenskegrensen og langs den norske kysten:

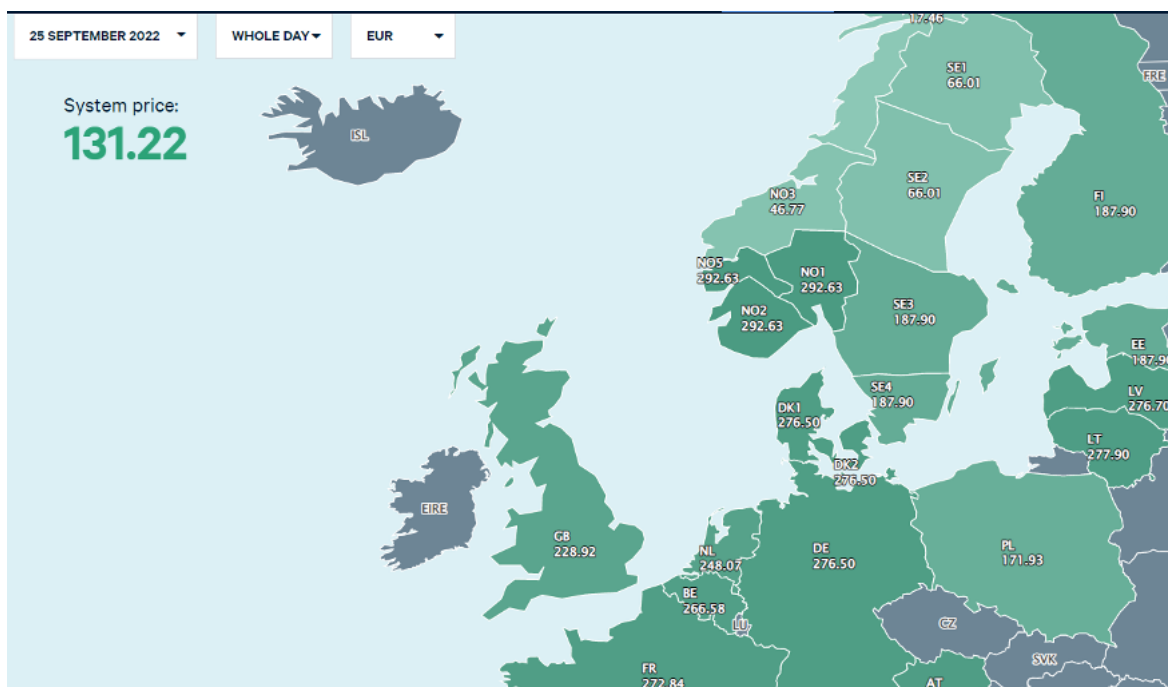
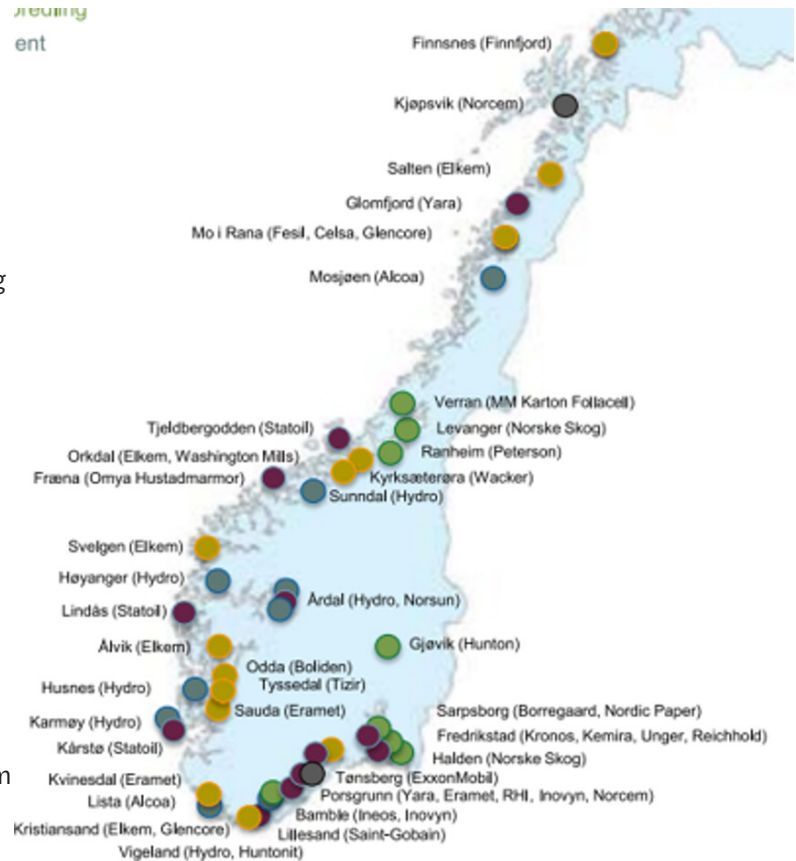
Strømprisfordelen

Helt fram til de siste årene har prisen på norsk vannkraft ligget markert lavere enn strømprisen i de landene vi konkurrerer med, noe som har gitt norsk næringsliv et viktig konkurransefortrinn. Det har oppveid noen av de naturgitte ulempene og kostnadene vi har i et stort og tynt befolket land, langt mot nord og med tøffe klimatiske betingelser.

Denne fordelene ser vi nå er i ferd med å forsvinne. Det skyldes nettopp at strømprisene våre nå settes i et europeisk marked der vi er blitt stadig tettere integrert, men der vårt innenlandske marked er så lite at våre strømpriser i praksis nå settes i utlandet. I takt med integreringen i de store energimarkedene i EU og Storbritannia, reduseres derfor gradvis den historiske norske konkurransefordelen.

Norge på topp

I løpet av 2021/22 har strømprisene i Sør-Norge utviklet seg til å ligge på samme nivå som de høyeste i Europa, noen ganger aller høyest, som dette eksemplet fra 22. september i år:



Kilde: NordPool

Ifølge NVE er produksjonsprisen på norsk vannkraft i gjennomsnitt rundt 12 øre/kWh.

Strøm: Strategisk ressurs eller handelsvare?

Energi er grunnlaget for alle avanserte industrisamfunn. Fordi energi inngår i så å si alle produksjonsprosesser, får derfor energitilgang og energipriser en betydning langt ut over selve energiproduksjonen.

I Norge har dette gitt grunnlag for politisk konflikt om hvordan vannkraften vår skal vurderes som verdi i samfunnet,- *en strategisk ressurs som gir vårt land en konkurransefordel,- eller en handelsvare på linje med andre produkter?*

Kraftbransjens interesser

Kraftbransjens egeninteresser kommer her i klar motsetning til alle bransjer som bruker strøm i sin produksjonsprosess og avspeiles tydelig i dagens energidebatt. Kraftbransjen forsvarer at Norges kraftmarked er blitt stadig tettere integrert i EUs/Storbritannias energimarkeder, noe som er grunnen til at vi nå importerer uvanlig høye strømpriser fra disse landene.

Overføring av verdier

Prisimporten innebærer overføring av inntekt fra brukerne av strøm til produsentene. Alle som bruker strøm, er naturlig nok opptatt av at vi om mulig kan få tilbake det særnorske strømprisnivået som historisk har vært en grunnleggende fordel for norsk næringsliv og norske husholdninger.

«Rimelig strøm» - et begrep uten innhold

Den historiske særnorske konkurransefordelen kan ikke defineres som «rimelig strøm», et begrep som brukes i mandatet for regjeringens energikommisjon. «Rimelig strøm» er et begrep uten innhold så lenge det ikke relateres til noe. Den reelle konkurransefordelen var denne: Norske strømpriser var lavere enn strømprisene i landene vi konkurrerer med!

De historisk lave strømprisene i Norge har også vært et viktig velferdsgode for husholdningene i et land med store klimatiske utfordringer og der vi bruker mer energi til oppvarming enn i de fleste andre land.



Mer strømproduksjon løser ikke priskrisen

I dagens situasjon hevdes det fra kraftbransjen og en del politikere, både i regjeringen og i opposisjonen, at løsningen på strømpriskrisen i Sør-Norge er å øke produksjonen av strøm her i landet. Det viser i beste fall mangelfull forståelse av markedsmekanismer.

Så lenge vi fortsatt er knyttet til det felleseuropeiske strømprismarkedet, vil økt produksjon i Sør-Norge riktig nok kunne gi noe bedre tilgang på strøm i områder med svak energibalanse. Strømprisene vil bli lite påvirket.

Statnetts rolle

Kraftbransjens interesse i å få de siste kablene bygd, er åpenbar. Statnetts rolle i denne saken, og i tilsvarende saker, er problematisk. Statnett SF er et statsforetak eid av staten ved Olje- og energidepartementet (OED), og organisert som et konsern. Statnett har derfor en åpenbar dobbeltrolle.

Organisasjonen skal på den ene siden ivareta de norske samfunnsinteressene, samtidig som Statnett i realiteten fungerer som en kommersiell aktør, på linje med et privat AS, der Staten henter ut utbytte fra Statnetts overskudd. Dette kan innebære en tilsløring av Statnetts samfunnsansvar.

Interessekonflikt

Statnetts kommersielle egeninteresser kan åpenbart komme i konflikt med storsamfunnets interesser, der lavere strømpriser enn i landene vi konkurrerer med gir et konkurransefortrinn. Statnetts inntekter kommer nemlig i sin helhet fra den kommersielle driften av de kraftnettene som Statnett eier i Norge, i form av nettleie og flaskehalsinntekter som oppstår mellom de ulike prisområdene i landet. I tillegg kommer flaskehalsinntekter fra utenlandsforbindelsene, som alle er eide av Statnett.

Kostnader ikke belastet kabelprosjektene

For kablene til Tyskland og England har Statnett for sitt 50 prosent eierskap investert 18 milliarder kroner. Tilførselslinjer til kablene er finansiert med økt nettleie for norske strømkunder, og ikke belastet kabelprosjektene. Samtidig er viktige nettforbindinger innenlands forsømt. Det har ført til bisarre prisforskjeller internt i Norge, samtidig som tilgjengelig strøm i noen tilfeller ikke kan transporteres dit behovet er.

Statnett og kraftbørsene

Som følge av energiloven ble Statnett Marked AS etablert i 1993 som omsetningssentral for norsk kraft. I 1996 inviterte Statnett de andre nordiske nettselskapene til et samarbeid om denne omsetningssentralen, som ble omdøpt til NordPool. Dette har utviklet seg til en kraftbørs bestående av to selvstendige børser: En fysisk og en finansiell.

Spekulasjonstap

Den fysiske kraftbørsen står for selve omsetningen av kraft. Den finansielle kraftbørsen står for de økonomiske oppgjørene for omsetningen. Den benytter alle kjente børsinstrumenter, noe som også åpner for en uheldig spekulasjon i kraftpriser. Dette har det siste året ført til at en rekke norske kraftselskaper, Statkraft inkludert, og også strømsalgsselskaper, har feilvurdert markedsutviklingen og måttet ta store tap på rent finansielle transaksjoner.

NordPool startet åpenbart forberedelsene til å bli en europeisk kraftbørs i 2003, fordi salgsvolutaen da ble endret fra norske kroner til euro. Statnett hadde på det tidspunktet allerede lenge ønsket å bygge flere utenlandskabler.

En kommersiell agenda

Allerede i 2001 søkte Statnett første gang om å få byggen kabel til Storbritannia. I søknaden om anleggskonsesjon het det den gangen som begrunnelse bl.a dette: «Formålet med forbindelsen er forretningsmessig utveksling av elektrisk kraft basert på gjensidig utnyttelse av prisvariasjoner mellom markedene i Norge og England». Det kommersielle motivet for kabelprosjektet kan vanskelig uttrykkes klarere.

Børsene selges

I 2010 solgte Statnett den finansielle kraftbørsen Nordpool, med Statnett som hovedeier, til Nasdaq, New York børsen. Det samfunnsmessige aktivum som denne omsetningssentralen var, er altså privatisert. Og dette skjer

samtidig som Norge, med verdens største statlig eide fond, tar mål av seg til å bygge opp kapitalforvaltning som en ny næring.

I 2019 solgte så Statnett 66 % av den fysiske kraftbørsen til Euronext, Europas nest største børs, som også eier Oslo Børs.

Disse viktige samfunnsmessige eiendelene ble solgt til rimelige priser i forhold til den inntjeningen både den finansielle og fysiske kraftbørsen har. Salgene ble åpenbart foretatt uten politisk behandling.

Strømsalgsselskapene

Etableringen av kraftbørsene og salget til utenlandske eiere har ført med seg at et helt nytt og unødig ledd er etablert i verdikjeden, i form av strømsalgsselskapene.

Disse selskapene tjener store penger på å fakturere for en vare som selger seg selv. De tre største, Norgesenergi, Fjordkraft og Fortum, har en årlig netto fortjeneste på rundt 1 milliard. Fortum eier nå Norgesenergi. De fleste andre strømselgerne har et dominerende innslag av utenlandske, finansielle eiere. Trolig har de 130 strømselskapene en samlet netto fortjeneste på i størrelsen 6 milliarder, som altså belastes strømkundene.

Samfunnsmessig styring av kraftomsetningen

Staten må ta tilbake styringen av kraftomsetningen. Dette kan skje enten gjennom et tilbakekjøp av kraftbørsene eller andre økonomiske tiltak, eller gjennom nasjonalisering. I denne sammenheng må det også avklares om det i avtalene om salg av disse statlige strategiske aktivaene er tatt forbehold om noen form for tilbakekjøp.

AEK har gjentatte ganger forespurt Olje- og energidepartementet om hvordan Statnetts salg av børsene ble behandlet og forankret hos overordnet myndighet. Henvendelsene er ikke blitt besvart.

Statnett, kraftbransjen og politikerne

Kraftbransjen, både vannkraftprodusentene med Statkraft som største aktør, og vindkraftbransjen, med langt over 50 % utenlandsk eierskap, har hatt en felles kommersiell interesse med Statnett i å få etablert sterke forbindelser mellom det norske kraftsystemet og de to markedene med historisk høyest prisnivå i Europa, Tyskland og England. (Den dagen anleggskonsesjonen for kabelen til England ble gitt, 13. oktober 2014, var strømprisen i Norge i snitt 31,73 øre/kwh. I England var den 57,19 øre /kwh. Maksprisen i Norge den dagen var 32,19 øre/kwh mens den i England var 101,82 øre/kwh).

Men konsesjon ble gitt, til tross for sterke advarsler fra tunge aktører i industrien, fagbevegelsen og NHO. I realiteten aksepterte det politiske flertallet på Stortinget med disse konsesjonene at det historisk norske konkurransefortrinnet ville bli redusert og kanskje bli helt borte.



Foto: Christian Sørgjerd

«Europabatteriet»

Noe av forklaringen kan ligge i et velment politisk ønske om at Norge skulle bli «Europas grønne batteri». Dette skulle skje nettopp gjennom å bygge stadig flere forbindelser mellom det norske vannkraftsystemet og systemene i utlandet.

Norsk vannkraft skulle bli balansekraft for de stadig større volumene av uregulerbar strøm produsert fra vind- og solkraft på kontinentet og i Storbritannia. Prinsippene for «batteriet» og hvordan det kunne utvikles ble omtalt bl.a. i en artikkel i Teknisk Ukeblad, gjengitt i E24 12. mars 2012, mens diskusjonene om kabelkonsesjonene pågikk.

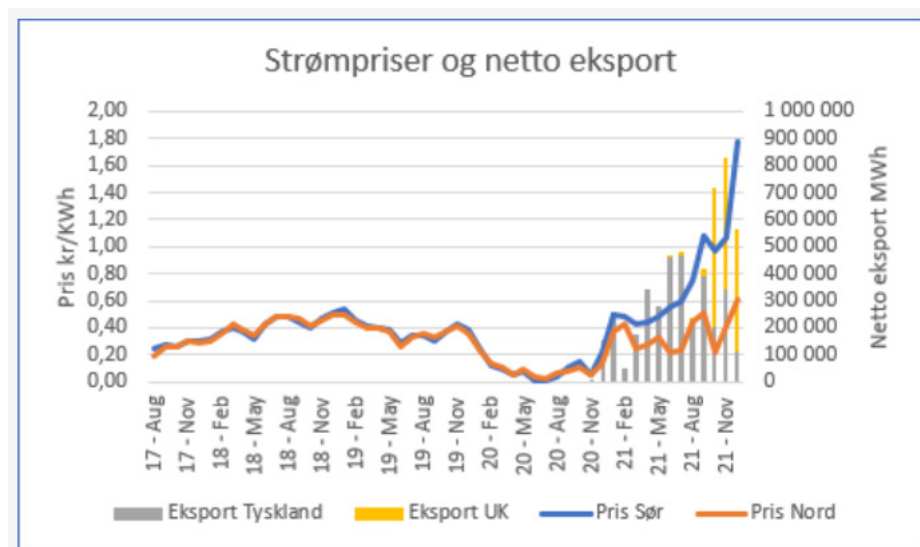
Flatt batteri

I 2015 uttalte imidlertid Per Sanderud, daværende direktør i NVE, dette på Statnetts høstkonferanse: «- vi er ikke det grønne batteriet som kan løse Europas problemer, sånn som man kanskje forestilte seg for en stund siden». Årsaken var den banalt enkle at vår (effekt)kapasitet ut/inn av landet, selv med de nye kablene til Tyskland og England på plass, bare ville kunne dekke opp en svært liten del av behovet for balansekraft på kontinentet og i England.

Hovedeffekt: økte strømpriser

Hovedvirkningen av disse kablene er at de nå bidrar vesentlig til å drive de norske strømprisene opp til nivåene i de høyeste prisområdene i Europa. Dette ble spesielt negativt da strømprisene utenfor Norge i 2021 for alvor begynte å stige ut over enhver tidligere erfaring.

På kraftbørsen skjer en daglig auksjon der spotprisen settes av den dyreste kilowatt-timen et eller annet sted i Europa. Dette er som oftest kraft produsert fra kull, gass eller kjernekraftverk, tillagt høye CO₂-avgifter. Denne spotprisen blir da styrende også for prisen på norsk vannkraft produsert i Norge og kjøpt av norske forbrukere:



Kilde: Nord Pool og SSB

Årsakene

Årsakene til økningen i de europeiske strømprisene er flere. Mye kjernekraft er nedstengt i etterkant av Fukushimaulykken. Stor utbygging av vind- og solkraft, begrunnet i klimapolitikk, gir behov for mye regulerbar balansekraft som trer inn når solen går ned og vinden stilner. Et slikt dobbelt energisystem koster. Tyskland har f.eks de siste 20 årene økt sin produksjonskapasitet med 80 %, mens kraftproduksjonen er økt med bare 5 %.

Tyske ledere satset på Russland

Tysklands kanslere Gerhard Schröder og seinere Angela Merkel bygget nære relasjoner til Russland på energiområdet. Russisk gass gjennom Northstream 1 og 2 skulle levere en betydelig del av Tysklands energibehov. Tysklands avhengighet av Russland er nå en viktig årsak til energikrisen i mange land i Europa. Schröder, forbundskansler 1998-2005, har vært sterkt involvert i flere russiske energiselskaper, bl.a. som styreleder i oljeselskapet Rosneft.

Fra høsten 2021 bidro redusert gass eksport fra Russland til videre økning av strømprisene, en utvikling som ble ytterligere forsterket med Russlands angrep på Ukraina i februar i år.

Strømpriskrisen er importert

De skyhøye strømprisene vi nå opplever i Norge har ingen sammenheng med manglende tilgang på strøm eller økte kostnader i vårt land. Etter 2010 har vi ikke i noe år hatt netto import av strøm. Dagens prisnivå skyldes i sin helhet import av de stigende strømprisene i EU og Storbritannia, som igjen har sin årsak i energipolitiske feilgrep. Storbritannia valgte å satse på lunefull vindkraft, mens Tyskland valgte høy avhengighet av russisk gass.

Prisgrensen

Til nå har begrenset overføringskapasitet mellom Sør-Norge og Midt-Norge/Nord-Norge skjermet områdene nord for «prisgrensen» for de importerte «europaprisene». «Strømprisgrensen» går inn Sognefjorden, skrår nordøstover og ender på svenskegrensen rett nord for Røros. Høyanger kommune blir f.eks delt i to prissoner, fordi kommunen ligger dels nord og dels sør for Sognefjorden:



Internt i de ulike landsdelene er det stort behov for oppgradering og videre utvikling av det regionale strømmettet. Det gjør at tilgjengelig kraft ikke alltid kan transporteres dit behovet er størst. I flere tilfeller har dette stanset nye industrietableringer.

Hva er handlingsrommet?

Kan Norge ta tilbake styring av energipolitikken, og dermed over norske strømpriser?

Alternativ energikommisjon mener at det kan Norge. Avtaler som etableres med andre land kan endres, dersom involverte land blir enige om det. Dette gjelder uansett om aktuelle avtaler har oppsigelsesklausuler eller ikke.

EØS-avtalen og EUs energimarkedspakker

Vår tilslutning til EUs energiunion er et resultat av politiske vedtak i det norske Stortinget. Utgangspunktet er EØS-avtalen, fulgt opp med tilslutning til EUs ulike energimarkedspakker, så langt til og med den 3. pakken. Tilsvarende har Norge inngått en egen avtale med Storbritannia om bruken av sjøkabelen til England, etter at Storbritannia gikk ut av EU.

Norge bør derfor ta opp forhandlinger med EU og Storbritannia for å endre de aktuelle avtalene slik at Norge kan styre strømprispolitikken ut fra det som i sum tjener det norske samfunnet best.

God forhandlingsposisjon

Vårt land har en svært god forhandlingsposisjon i slik forhandlinger. Dette fordi Norge er en stor leverandør av energi i form av olje og spesielt naturgass, både til EU og Storbritannia. Vår netto eksport av strøm er derimot svært liten, sett opp mot behovene i EU og Storbritannia.

Vannet i de norske kraftmagasinene er heller ikke en del av kraftmarkedet før det er brukt til produksjon av strøm. Styring av kraftmagasinene skal derfor være fullt ut underlagt norske myndigheter.

Forbehold i konsesjonene

I alle konsesjonstildelinger tas det også forbehold om endringer dersom forutsetningene for konsesjonen endres. Som eksempel punkt 6 i anleggskonsesjonen for kabelen til Tyskland, gitt 13.10.2014:

«6. Endring av konsesjon

NVE kan fastsette nye vilkår for anlegget dersom det foreligger sterke samfunnsmessige interesser.»

I konsesjonen for handel i samme kabel, gitt samme dag, står dette:

«Punkt 12. Olje- og energidepartementet forbeholder seg retten til å endre vilkårene i konsesjonen i konsesjonsperioden dersom allmenne hensyn gjør dette nødvendig.»

Ursula van der Leyen: «Et utdatert markedssystem»

Energimarkedene i Europa har utviklet seg på en så uheldig måte det siste året at EU-kommisjonens leder Ursula van der Leyen i september ga uttrykk for at det etablerte markedssystemet er utdatert og må restruktureres. En rekke land, bl.a Spania, Frankrike og Italia har satt i verk nasjonale tiltak for å sikre sin egen situasjon. Norge står dermed fritt til å ta initiativ til forhandlinger, både bilateralt og med EU, om tiltak som ivaretar norske nasjonale interesser.

Publisert 1. sep. 2022 kl. 19.31

🕒 Lesetid: 3 minutter



STRØMPRISING FRA BUNNEN: EU- Kommisjonens President Ursula Van Der Leyen vil snu opp ned på prisingen av elektrisitet. Strømprisen skal ikke lenger fastsettes fra den dyreste kilden som nå er naturgass. FOTO:NTB

Ursulas nødbremsplan for elektrisitet i Europa

EU's Ursula Van Der Leyens forslag om nødbremsplan for strømmarkedet har halvert fastprisen på strøm i Tyskland om ett år. Hennes plan er at strømpriser skal fastsettes etter kostnader for hver type, med en rimelig margin.

Faksimile fra Finansavisen

Ursula van der Leyen har altså erklært at energisystemet i EU nærmest har kollapset, og at det må restruktureres. I et opplag i Finansavisen fra 1. september, refereres det til van der Leyen, der hun mener strømpriser skal fastsettes basert på kostpris med påslag for kapitalkost og rimelige marginer. Dette er etter AEKs syn et logisk og høyst aktuelt forslag i dagens situasjon, og er også det AEK har anbefalt for Norge.

Del B

Hvordan vil energibehovet i Norge utvikle seg, og hvordan kan nødvendige mengder strøm med lave CO₂-utslipp best framskaffes?

Energibehovet

AEK legger til grunn politiske vedtatte mål om videre elektrifisering av samfunnet, og at det samtidig skal legges til rette for ny industri basert på energi med lave CO₂-utslipp. AEK legger de langsiktige markedsanalysene til NVE og Statnett til grunn for de forslagene som fremmes.

De økte strømprisene har gitt til dels betydelig nedgang i strømforbruket, størst i Sør-Norge.

Energitilgangen

NVEs og Statnetts analyser fra 2021 antar at strømforbruket i Norge kommer til å øke med 25-30 % fram mot 2040, fra ca 140 TWh til ca 180 TWh. (NVE: 174 TWh, Statnett: 185 TWh). NVE lager ikke ny langsiktig markedsanalyse i 2022. Statnett kommer med nye analyser, men disse er ikke tilgjengelige når denne rapporten ferdigstilles.

LO/NHO-rapporten

LO og NHO offentliggjorde 5.10. i år en oppdatering av «Felles energi- og industripolitisk plattform» fra mai 2021. Ifølge oppdateringen antar LO og NHO at det vil bli produsert 20 TWh mer strøm i Norge i 2030 enn det organisasjonene antok da rapporten ble lansert i fjor. Økningen kommer ifølge oppdateringen primært pga havvind og solenergi. I tillegg peker den oppdaterte rapporten på behov for økt satsning på energieffektivisering.

Hensyn til naturen

Utbygging av kraft kan føre til store naturødeleggelser, og naturkrisen vurderes av FN like alvorlig som klimakrisen. Alternativ Energikommisjon har derfor lagt vekt på at de forslagene kommisjonen gir, ved realisering skal gi så små avtrykk i naturen som overhode mulig.

AEKs forslag til tiltak

- 1) økt satsning på energieffektivisering, med nye og sterkere virkemidler/insentiver
- 2) oppgradering av eksisterende vannkraftverk, med bedre insentiver for å kunne utnytte det tekniske potensialet
- 3) aktiv satsning på solenergi gjennom sterkere insentiver
- 4) stans i all bruk av strøm til produksjon av kryptovaluta
- 5) havvind kan bidra til bedre kraftbalanse på land ved å forsyne offshoreinstallasjoner og tilhørende landanlegg med strøm
- 6) «Samlet plan» for framtidig energiforsyning

1) Økt satsning på energieffektivisering, med nye og sterkere virkemidler/insentiver

(Med energieffektivisering i bygg menes her oppgradering av isolasjon, bytte av vinduer/dører, installering av varmepumper o.l.)

AEK foreslår:

- å endre mandatet for Enova tilbake til å dreie seg primært om energieffektivisering.
- at «enova-avgiften» på 1 øre/kWh, som kreves inn via strømregningen, økes til 5 øre/kWh, mens el-avgiften senkes tilsvarende.

- at målet for energieffektivisering i bygg (private og offentlige) økes til 12 TWh for 2030 og til ytterligere 12 TWh innen 2040.
- at husholdningene får enkel tilgang til rådgiving og teknologi for aktiv energistyring
- at Statnett må intensivere samarbeid med lokale nettverkseiere om kartlegging og gjennomføring av enøktiltak som demper tapene i nettene og reduserer investeringer i både nasjonalt og lokale strømnnett.
- at det etableres konkrete mål for videre energieffektivisering i industrien.
- at Enova pålegges å etablere og følge opp en konkret fremdriftsplan for gjennomføring av enøktiltak i alle deler av samfunnet

2) Oppgradering av eksisterende vannkraftverk, med bedre insentiver for å kunne utnytte det tekniske potensialet

AEK foreslår

- videre utvikling av skattemessig baserte insentiver for å utløse hele det tekniske potensialet for økt produksjon i eksisterende vannkraftverk.
- overordnet statlig styring av oppgradering både i Statskrafts og andre offentlig eide kraftselskapers anlegg. Oppdrag må gis til norsk industri for at landet ikke skal miste det vi har igjen av vannkraftkompetanse.

3) Aktiv satsning på solenergi gjennom sterkere insentiver

AEK foreslår

- at det stilles krav om solenergi (solceller og/eller solfangere) på alle nybygg.
- økt tilskudd for å ta i bruk solenergi til husholdninger, bedrifter og offentlig sektor.
- en innretning av tilskudd som også sikrer bruk av solenergi i utleiebygg, eventuelt i kombinasjon med påbud om bruk av solenergi.
- fritak for nettleie for distribusjon av solenergi mellom lokale produsenter og lokale brukere innen en viss avstand.

4) Stans i all bruk av strøm til produksjon av kryptovaluta

AEK foreslår

- at produksjon av kryptovaluta anses som ikke bærekraftig bruk av fornybar energi
- at ingen nye anlegg for produksjon av kryptovaluta tillates etablert

5) Havvind kan bidra til bedre kraftbalanse på land ved å forsyne offshoreinstallasjoner og tilhørende landanlegg med strøm

AEK foreslår

- at oljeselskapene pålegges å finansiere utbygging og drift av havvind for å dekke behovet for elkraft til alle egne sokkelinstallasjoner med tilhørende landanlegg
- at strøm fra land kan benyttes som balansekraft for installasjoner på sokkelen med tilhørende landanlegg, men slik at det ikke medfører netto eksport av strøm fra land til sokkelindustrien
- at videre elektrifisering av installasjoner på sokkelen med tilhørende landanlegg bare gjennomføres i takt med at det ikke innebærer netto eksport av strøm fra land

6) «Samlet plan» for framtidig energiforsyning

AEK foreslår at myndighetene etablerer en samlet plan for energiforsyning, etter modell av «Samlet plan for vassdrag». Den ble etablert på 1980-tallet, og lagt ned i 2016. En «Samlet plan for energiforsyning» må bl.a. inneholde vurderinger av

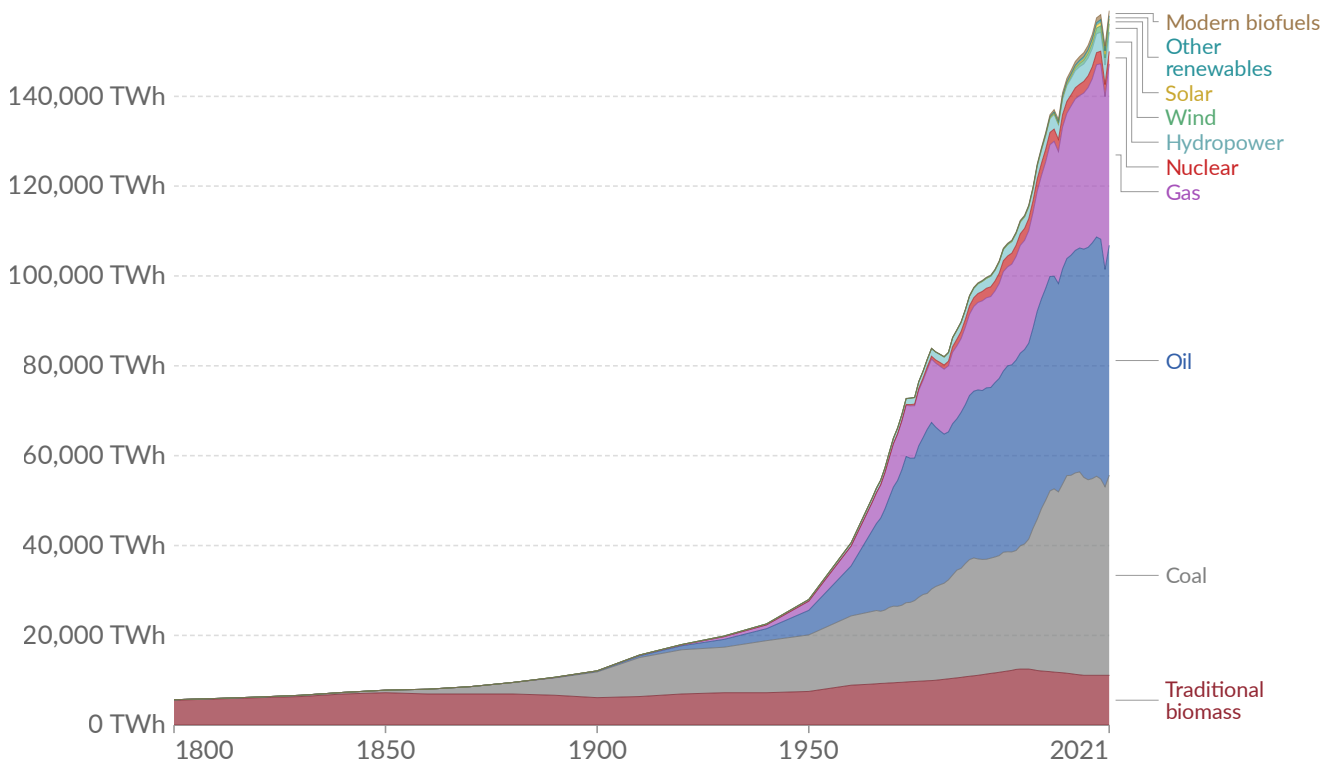
- videre utvikling av CCS-teknologi (karbonfangst og lagring) for å kunne bruke fossil energi med lave CO₂-utslipp, ref bruk av gass på offshoreinstallasjoner
- økt bruk av biomasse, noe som vil styrke skogens funksjon i klimagassopptak og lagring
- satsning på å utvikle kommersiell bruk av geotermisk energi (jordvarme), og også øke kompetansen på bølgekraft og tidevannskraft.
- økt satsning på norsk kompetanse på 4. generasjon kjernekraft. Det bør klarlegges om produksjon av små, modulære og serieproduserte kjernereaktorer kan bli et framtidig industrielt produkt i Norge, beregnet både for innenlandsk bruk og for eksportmarkedet.

Begrunnelse for AEKs forslag

Elkraft produseres fra fornybar energi som vannkraft, sol- og vindkraft, fra kjernekraft og fra fossile kilder (kull, olje og naturgass). Selv etter mange år med stor satsning på ny fornybar energiproduksjon i mange land, dekkes imidlertid det aller meste av energibehovet i verden fortsatt gjennom direkte bruk av bioenergi (ved, biopellets og biogass) kjernekraft og fossil energi (kull, olje og gass). Ifølge BP Statistical Review of World Energy utgjorde vind- og solenergi i 2021 bare 3-4 % av verdens primærenergi, vannkraft 6.8 %.

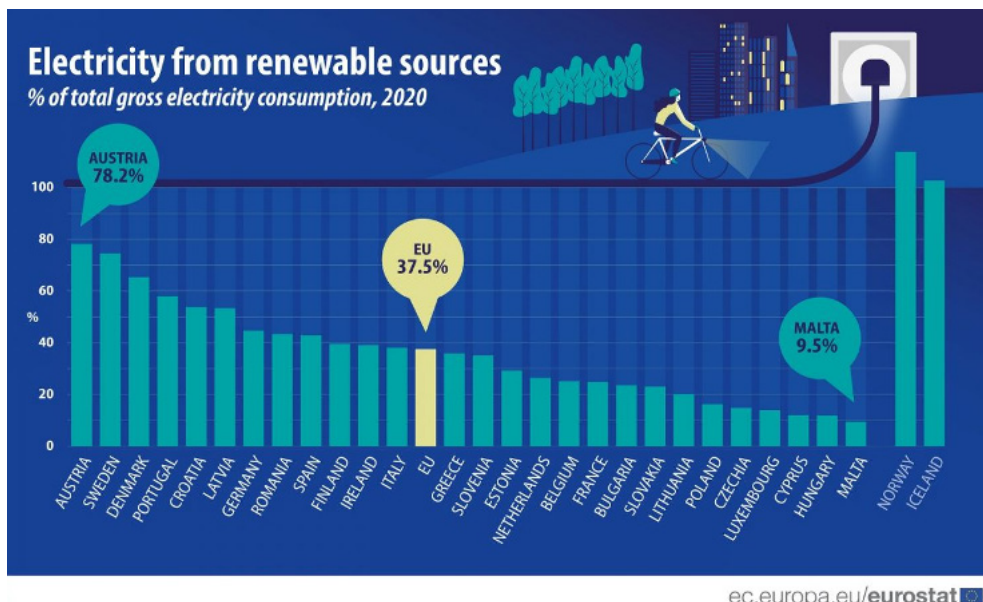
Global direct primary energy consumption

Direct primary energy consumption does not take account of inefficiencies in fossil fuel production.



OurWorldInData.org/energy • CC BY

Ut fra politisk vedtatte mål om reduksjon av CO₂-utslippene, ønsker de fleste land å bruke elkraft med så lave CO₂-utslipp som mulig, samt å fase ut fossil energi der den brukes direkte og uten CCS (CO₂-fangst og lagring). Når det gjelder elkraft med lave CO₂-utslipp, ligger Norge på topp i verden. Vårt land ligger til og med foran Island, og langt foran landene i EU, ref denne oversikten:



Men også Norge bruker mye fossil energi, og det er politisk vedtatt at bruken av fossil energi uten CCS skal reduseres der det er praktisk/økonomisk mulig. Satsningen på elbiler er et resultat av dette.

Videre utfasing av fossil energi, samt ønsket om å kunne bygge ny industri til erstatning for gradvis nedtrapping av nåværende sokkelindustri og sokkelrelatert leverandørindustri, gjør at vi må skaffe oss tilgang på mer energi med lave CO₂-utslipp.

Kraftbehov og produksjon

Statnett offentliggjorde i desember 2021 for første gang en «Kortsiktig markedsanalyse» (KMA), gjeldende for perioden 2021-26. Denne analysen viser at vårt kraftoverskudd i normalår vil gå ned til 3 TWh i slutten av denne perioden, og være tilnærmet null i Sør-Norge.

Statnetts KMA misbrukes

Denne analysen er blitt misbrukt aktivt av kraftbransjens interesseorganisasjoner Norwea og Energi Norge for å hevde at vi dermed er i ferd med å gå mot kraftunderskudd etter 2026, hvis ikke videre bygging av vindkraft på land kommer i gang fort.

Dette er en tolkning av rapporten som er i direkte strid med Statnetts «Langsiktig markedsanalyse» (LMA) for perioden 2020-2050, sist oppdatert i juli 2021. Påstandene fra Norwea og Energi Norge er også i strid med NVEs «Langsiktig markedsanalyse» (LMA) for perioden 2021-2040, sist oppdatert i oktober 2021.

Påvirkning av politikere

Interesseorganisasjonenes bruk av Statnetts kortsiktige markedsanalyse for å fremme sine kommersielle interesser, har dessverre fått gehør i mange politiske miljøer og også hos ledelsen både i LO og NHO.

NVEs og Statnetts langsiktige markedsanalyser

AEK tar derfor med det NVE og Statnett sier i sine langsiktige markedsanalyser. Alle AEKs forslag til tiltak er basert på nettopp NVEs og Statnetts analyser av framtidige behov for og framtidig produksjon av elkraft.

NVEs langsiktige markedsanalyse

På side 59 i NVEs LMA står denne tabellen, som viser det NVE antar om både forbruk og produksjon av strøm for årene 2021, 2025, 2030 og 2040. Tall i TWh, som er milliarder kWh (kilowattimer):

| | Kategori | 2021 | 2025 | 2030 | 2040 |
|-------------------------|-----------------------------------|------|------------|------------|------------|
| Forbruk (Twh) | Nettap og annen bruk | 11 | 11 | 11 | 10 |
| | Husholdninger og tjenesteyting | 66 | 65 | 62 | 60 |
| | Landbasert industri og datasentre | 50 | 53 | 59 | 66 |
| | Petroleumsnæringen | 9 | 12 | 15 | 15 |
| | Transport | 2 | 4 | 8 | 15 |
| | Hydrogenproduksjon | 0 | 1 | 4 | 7 |
| | Sum | | 138 | 146 | 159 |
| Produksjon (Twh) | Vannkraft | 138 | 142 | 145 | 149 |
| | Landbasert vindkraft | 18 | 18 | 18 | 21 |
| | Havvind | 0 | 0 | 0 | 7 |
| | Solkraft | 0 | 1 | 2 | 7 |
| | Annen termisk | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | Sum | | 157 | 162 | 166 |

Settes tallene for forbruk og produksjon sammen i en enkel tabell, får vi fram kraftoverskuddet NVE antar for de årene som er analysert:

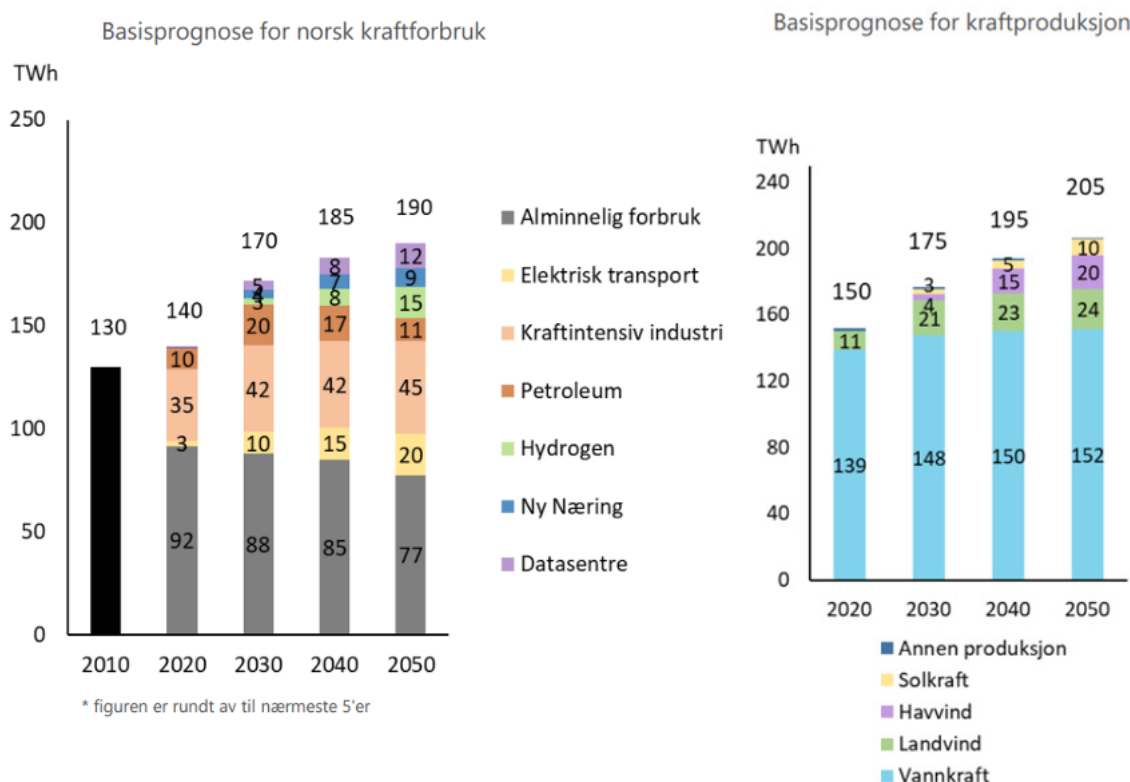
| | 2025 | 2030 | 2040 |
|-----------------------|------|------|------|
| Forbruk | 146 | 159 | 174 |
| Produksjon | 162 | 165 | 185 |
| Kraftoverskudd | 16 | 6 | 11 |

I tallene ligger 3 TWh ny vindkraft på land, men først i tallene for 2040. Gitt de store konfliktene rundt vindkraft på land, kan det være usikkert om denne kraften kommer. Men selv uten mer vindkraft på land vil overskuddet i 2040 fortsatt være 8 TWh. Det tilsvarer opp mot Oslos samlede forbruk.

Havvind er av NVE lagt inn med 7 TWh i 2040. Hvis regjeringens ambisjon om 30 TWh havvind innen 2040 blir realisert fullt ut, må NVEs anslag over kraftoverskuddet økes med den andelen havvind ut over 7 TWh som blir tatt i land i Norge.

Statnetts langsiktige markedsanalyse

Statnetts LMA fra juli 2021 viser anslagene over forbruk og produksjon i to tabeller, på sidene 15 og 17:



Sammenstilt viser Statnetts tabeller dette:

| | 2025 | 2030 | 2040 |
|-----------------------|------|------|------|
| Forbruk | 146 | 159 | 174 |
| Produksjon | 162 | 165 | 185 |
| Kraftoverskudd | 16 | 6 | 11 |

I Statnetts tall ligger det 3, 5 og 6 TWh ny vindkraft på land, for årene 2030, 2040 og 2050. Tas disse ut, ref begrunnelse foran for NVEs tall, blir kraftoverskuddet i disse årene på 2, 5 og 9 TWh. Statnetts anslag for havvind for 2040 er 15 TWh.

Insitamenter

Myndighetene kan gjennom bruk av insitamenter påvirke hvilke muligheter for å skaffe fram mer fornybar energi som blir realisert, og har også gjort det. De senere årene er imidlertid virkemidlene for å få til økt energieffektivisering ikke blitt fulgt opp. I 2012 kom første utgave av EUs energieffektiviseringsdirektiv. Kravene i direktivet ble skjerpet i 2018. Dette direktivet er ennå ikke implementert i Norge.

Er NVEs og Statnetts anslag realistiske?

Har NVE og Statnett overvurdert hva som kan skaffes fram ved energieffektivisering, solenergi og oppgradering av vannkraft? Trolig tvert imot. NVE legger inn 6 og Statnett 7 TWh frigjort energi gjennom energieffektivisering fram til 2040. Regjeringen har som mål å utløse 10 TWh allerede innen 2030. NVE har også anmerket i sin analyse at deres anslag er lavt, og at potensialet er mye større.

Så mer kraft kan utløses gjennom energieffektivisering, avhengig av om myndighetene styrker insentivene. Schneider Electric Norge la under Arendalsuka 2022 fram anslag på 25 TWh i reell mulighet for å frigjøre strøm gjennom energieffektivisering i bygg.

Arnstad-utvalget

Det offentlige Arnstad-utvalget sa i sin rapport i 2010 at 40 TWh av 80 brukt i bygningsmassen kunne frigjøres ved energieffektivisering i bygg innen 2040. Utredningen ble ikke fulgt opp av den rød-grønne regjeringen på en aktiv måte. Solberg-regjeringen reduserte til og med tilskuddene til energieffektivisering.

NVE antar at elkraftforbruket i bygningsmassen er redusert med 14 TWh siden 2010. Schneider Electric Norges anslag stemmer derfor godt overens med Arnstad-utvalgets tall.

Solenergi

For solenergi legger NVE inn 7 TWh i 2040. Statnett legger inn 5 TWh i 2040 og 10 TWh i 2050. Dette står i klar kontrast til en ny rapport fra Multiconsult, utarbeidet for Solenergiklyngen, også lagt fram under årets Arendalsuke. Rapporten anslår et teknisk potensiale på 66 TWh solenergi på bygninger.

Hvor mye som kan bli utløst av dette, er avhengig av de insentivene myndighetene etablerer. Institutt for energiteknikk (IFE) har tidligere anslått potensialet for solenergi til 50 TWh. Med dagens teknologi er det altså gode muligheter for å produsere store mengder solenergi i Norge. Samtidig er det riktig å peke på at produksjon av solenergi betyr stor belastning på jordens ressurser av ulike råvarer som trengs for produksjon av solceller.

Økt vannkraftproduksjon

Vannkraftproduksjonen i Norge kan økes. Ifølge NVE har ikke-vernede vassdrag en mulig ny kapasitet på ca 30 TWh. Det anses imidlertid politisk kontroversielt å foreslå nye, store vannkraftutbygginger. NVE har i sin analyse lagt inn 11 TWh økt vannkraftproduksjon fra 2021 til 2040. Dette utgjøres av økt nedbør, noe småkraft og oppgradering og utvidelse av eksisterende kraftverk. Potensialet for småkraft anses spesielt stort i distriktene. Utvidelse innebærer noe overføring av vann fra ikke-vernede vassdrag. Også her anmerker NVE at potensialet er større enn det som er lagt inn, og dette kan utløses med økte insentiver. Professor Leif Lia ved NTNU mener at potensialet for oppgradering/utviding av eksisterende vannkraftverk ligger i størrelsen 15-20 TWh. Også professor Lia forutsetter noe tilførsel av vann fra ikke utbygde områder. Ifølge Lia gir denne typen utvidelse av vannkraften mindre konsekvenser i naturen enn å bygge nye vannkraftverk.

Blir framtidige kraftbehov undervurdert?

Kan så NVE og Statnett begge ha undervurdert energibehovet i årene som kommer? Det er lite trolig, særlig fordi skyhøye strømpriser nå fører til redusert forbruk både i husholdninger og næringsliv.

NVE har i tallene for 2040 lagt inn et økt forbruk på 42 TWh for ny industri, datasentre, videre elektrifisering av sokkelen og transportsektoren, samt hydrogenproduksjon. Statnett har for de samme områdene lagt inn 49 TWh økt forbruk fra 2020 til 2040, og ytterligere 15 TWh fram til 2050. Både NVEs og Statnetts analyser viser altså at denne store forbruksøkningen kan gjennomføres med god margin, også uten ny vindkraft på land.

Stort «reservepotensial»

Slik som strømprisene har utviklet seg etter at NVE og Statnett offentliggjorde sine langsiktige markedsanalyser, er det lite trolig at anslagene for nytt forbruk er for høye. Og selv om behovet skulle vise seg enda høyere enn det NVE og Statnett anslår, er det altså samtidig store reserver å hente, ut over oppgradering av vannkraften. Først og fremst gjennom energieffektivisering, men også ved økt bruk av solenergi.

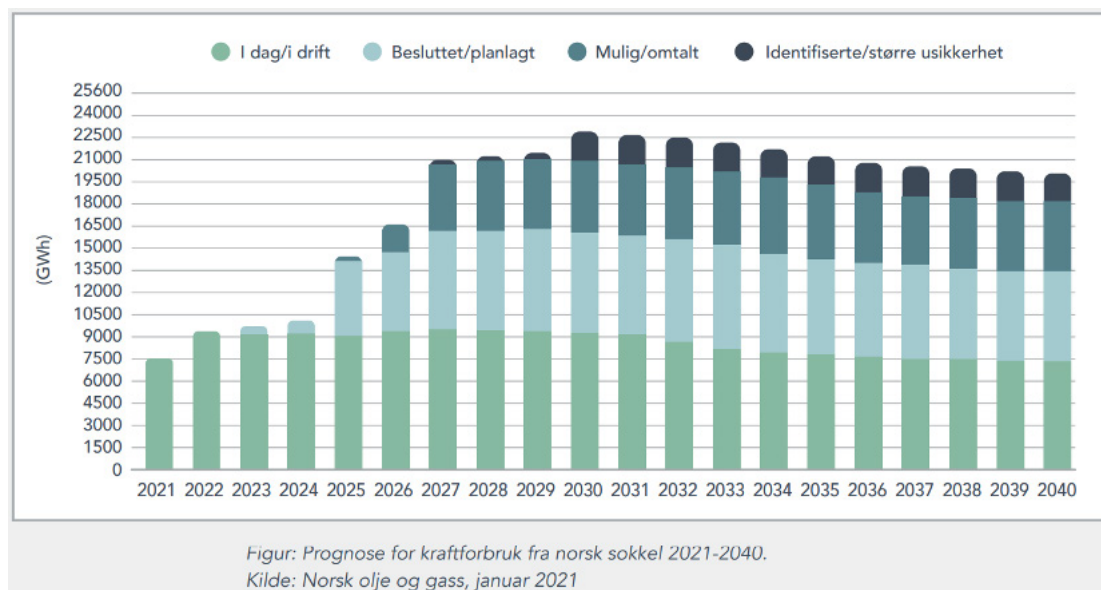
Elektrifisering av sokkelen

Både NVE og Statnett har inne store volumer strøm i analysene for videre elektrifisering av sokkelen med strøm fra land. Hvis videre elektrifisering stanses inntil den kan gjennomføres med havvind, noe som er en aktuell politisk problemstilling, vil kraftoverskuddet på land øke tilsvarende.

I grove tall kan kraftoverskuddet på land da økes med ca 10 TWh. Dette vil øke til ca 20 TWh med tilstrekkelig havvindkapasitet til å dekke opp også de installasjonene og tilhørende landanlegg som allerede er elektrifisert. Dette bør oljeselskapene pålegges å gjennomføre.

Mye strøm til sokkelen fra land

Nedenfor en tabell fra NHO/LO-utredningen fra mai 2021, som viser gjennomført og planlagt elektrifisering av sokkelen. Den viser at det allerede nå går rundt 9 TWh ut på installasjonene, noe som tilsvarer årsforbruket i Oslo. Ifølge tabellen er dette planlagt mer enn doblet i løpet av få år:



Nå igangsettes Hywind Tampen mens videre havvindsatsing er usikker. En rekke konkrete havvindprosjekter, bl.a. for elektrifisering av Troll, ligger på vent i påvente av myndighetsgodkjenning.

Sokkelen kan elektrifiseres med havvind

Videre elektrifisering med strøm fra land bør etter AEKs vurdering stanses inntil den kan gjennomføres i sin helhet med havvind, i tråd med regjeringens Hurdals-erklæring. Med raskere framdrift i godkjenning av konkrete prosjekter, vil sokkelen i sin helhet kunne være drevet med havvind i 2030, i kombinasjon med utveksling mot land for stabil tilgang på strøm.

Ut fra regjeringens mål om 30 GW innen 2040, bør dette vært oppnåelig med god margin. Dermed vil vi unngå netto eksport fra land, noe som vil gi tilgang på strøm til en rekke industriprosjekter som nå er «på vent» pga manglende tilgang på strøm.

Oljeselskapene må dekke kostnadene

Oljeselskapene må pålegges å dekke kostnadene fullt ut for nødvendig havvind til elektrifisering av installasjonene. Det betyr at bruk av strøm fra land som balansekraft når havvinden ikke produserer, blir en ren «låneordning», der utvekslingen ikke skal føre til prisøkning på land.

Produksjon av kryptovaluta

Videre bruk av strøm til produksjon av kryptovaluta bør ikke tillates. Produksjonen kan ikke sies å ha noen positiv verdi for samfunnet, og bruken av verdifull fornybar energi til dette formålet er etter AEKs syn fullstendig meningsløst.

Produksjonen er i tillegg tilnærmet fullrobotisert, og dermed brukes store mengder energi uten at det skapes arbeidsplasser i et antall som forsvarer energibruken.

Ingen fare for strømmangel om vi steller oss riktig!

Ut fra både NVEs og Statnetts langsiktige markedsanalyser må faren for strømmangel i Norge i overskuelig framtid sies å være ubetydelig, om i det hele tatt til stede. Olje- og energiminister Terje Lien Aasland har da også nærmest garantert offentlig at vi ikke vil få noen forsyningskrise i Norge, fordi det nå tas politiske grep som sikrer oss mot den type nedtapping av vannmagasinene vi har sett i tiden bak oss.

Fusjon øker kraftbransjens innflytelse

Kraftbransjens interesseorganisasjoner Norwea (vindkraft) og Energi Norge (vannkraft/vindkraft) har vedtatt å fusjonere. Begge organisasjonene har etter AEKs syn brukt Statnetts kortsiktige markedsanalyse på utilbørlig måte for å skape et feilaktig inntrykk av at vi er på vei mot underskudd på strøm i Norge om få år.

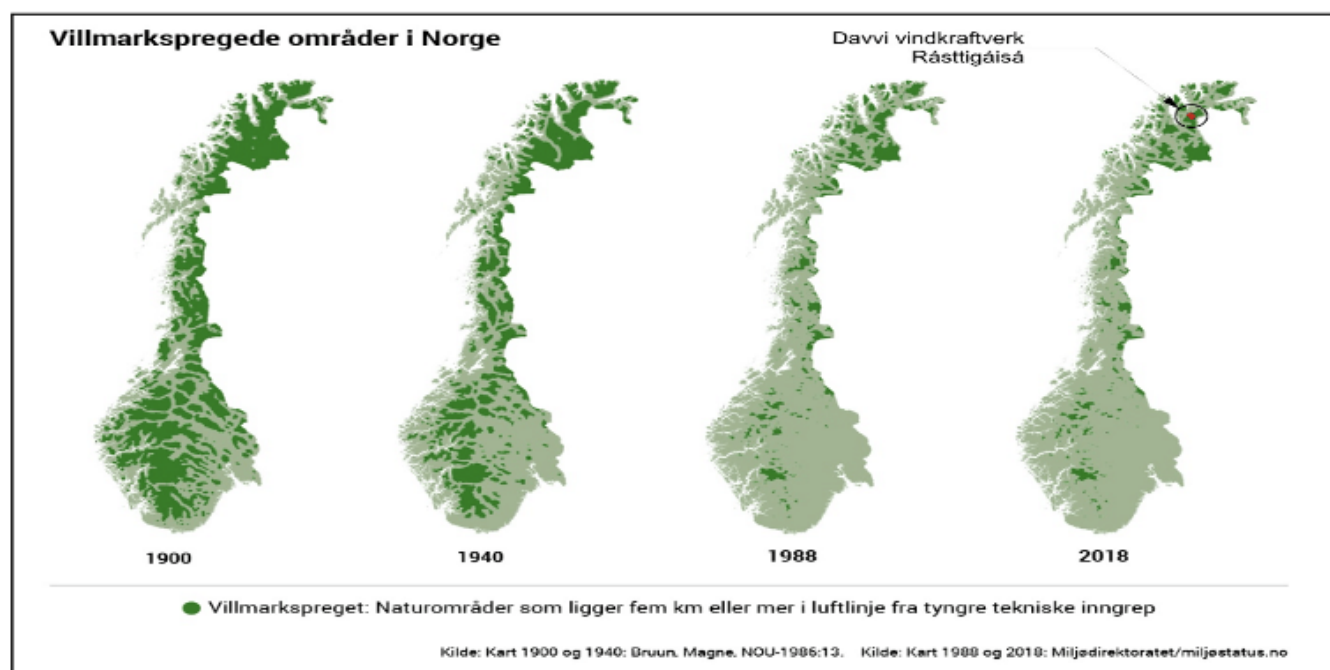
Generelt sett representerer kraftbransjen en påvirkningskraft som politiske organer må vise en kritisk holdning til.

Hva bør gjøres?

Både NVEs og Statnetts analyser konkluderer med at energibehovet øker kraftig i årene som kommer. Behovet vil bli redusert hvis skyhøye strømpriser fører til nedlegginger i deler av næringslivet.

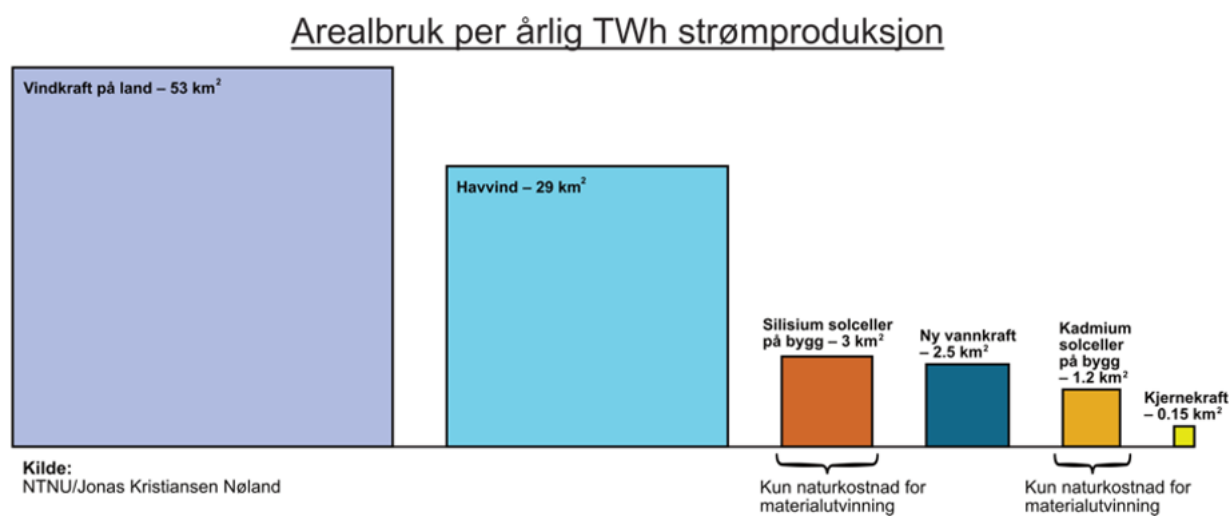
Selv om både NVE og Statnett begge viser at det er mulig å sikre en positiv kraftbalanse i overskuelig framtid, betyr likevel ikke dette at situasjonen løser seg av seg selv. For at vi skal være sikret overskudd av kraft, og samtidig nå målene om videre elektrifisering og ha strøm til ny industri, *må myndigheten sikre insentiver for at dette skal skje.*

Og da blir det selvsagt viktig å velge de riktige tiltakene. De valgene må tas ut fra hensynet til økonomi, mulig framdrift, men også ut fra at avtrykkene i naturen blir så små som mulig. For det vi har igjen av villmarkspreget natur er dramatisk redusert, noe denne figuren viser:



Energiproduksjon og naturkonsekvenser

All energiproduksjon gir konsekvenser i naturen, men «avtrykket» i form av arealbruk fra ulik energiproduksjon er dramatisk forskjellig. Ref denne figuren, som viser arealbruk pr årlig produksjon av 1 TWh strøm:



Figuren viser at kjernekraft har den klart beste kombinasjonen av høy produksjon, lavt arealbruk og lave CO₂-utslipp. Kjernekraft er også under sterk teknologiutvikling, og mye tyder på at nye reaktor-konsepter er i ferd med å revolusjonere denne formen for energiproduksjon.

En rekke land er i gang med utvikling av ny kjernekraftteknologi, der de kjente ulempene med konvensjonell kjernekraft synes betydelig redusert. På noe lengre sikt, men kanskje bare 10-15 år, tyder mye på at ny kjernekraft (4. generasjon) kan komme til å innebære en revolusjon innen energiproduksjon.

Regjeringen ser åpenbart denne utviklingen komme, og i revidert nasjonalbudsjett ble det i mai 2022 bevilget 25 millioner kroner for å trappe opp norsk kompetanse på kjernekraft. Norge har lang tradisjon med forskning på kjernekraft, og dermed et godt utgangspunkt for å være med i en ny utvikling på området.

På lengre sikt kan dermed ny småskala kjernekraft bli aktuell også i Norge, dersom energibehovet skulle øke mer enn det vi ser i dag. Det er heller ingen ting i veien for at det å produsere små, modulære kjernereaktorer for verdensmarkedet kan bli et nytt produkt for norsk industri.

I det lange tidsperspektivet kan også bølgeenergi og tidevannsenergi bli viktig.

Enova

Enova SF er et statsforetak, etablert i 2001. Enova var fram til første halvår 2018 eid av Olje- og energidepartementet, deretter av Klima- og miljødepartementet. Finansieringen av virksomheten skjer via tildelte midler fra Energifondet.

På Enovas egen nettside presenteres organisasjonen slik: «Enova arbeider for Norges omstilling til lavutslippssamfunnet. Omstillingen krever at vi kutter utslipp av klimagasser, bidrar til teknologiutvikling og innovasjon og skaper nye verdier. Derfor jobber Enova for at ny energi- og klimateknologi blir utviklet og tatt i bruk i markedet.»

Kritikk mot Enova

Enovas budsjett var i 2021 på 4,6 milliarder kroner. Det er reist kritikk mot at Enova i økende grad bruker det meste av midlene på utvikling av ny produksjonsteknologi, mens midler til energieffektivisering utgjør en svært begrenset del av tilgjengelige ressurser. Av 400 millioner som årlig kreves inn fra forbrukerne over strømregningen («Enova-avgiften» på 1 øre pr kWh) er bare rundt halvparten blitt betalt ut til energieffektiviseringstiltak.

Styrking av midler til energieffektivisering

AEK mener denne avgiften bør økes til 5 øre/kWh, og at elavgiften reduseres tilsvarende. Det er all grunn til at Enovas mandat og virksomhet bør gjennomgås, med tanke på å styrke innsatsen rettet mot energieffektivisering.

Sterkere satsning på enøk-tiltak kan redusere behovet for forsterkning i både lokale nett og sentralnettet.

Geotermisk energi

I det mellomlange tidsperspektivet kan geotermisk energi (jordvarme) få økende betydning. Norges Miljøvernforbund har arbeidet mye med geotermisk energi, og AEK er enig i at satsningen her bør trappes opp.



Det geotermiske kraftverket Nesjavellir på Island. Foto: ThinkGeoEnergy/ Flickr

EUs energieffektiviseringsdirektiv

I 2012 kom første utgave av EUs energieffektiviseringsdirektiv. Kravene i direktivet ble skjerpet i 2018. Dette direktivet er ennå ikke implementert i Norge.

Elsertifikatloven om «grønne sertifikater»

Norske myndigheter har derimot satsset mye på å stimulere til ny strømproduksjon. 1.1.2012 trådte elsertifikatloven i kraft. Den introduserte forbrukerfinansierte subsidier i milliardklassen som bl.a. førte til den etter hvert voldsomme utbyggingen av vindkraft på land. Som kjent ble videre tildeling av konsesjoner for vindkraft på land stanset 1.4. 2019, etter betydelig folkelig motstand mot utbyggingen.

Organisasjonen Motvind Norge har utarbeidet en omfattende rapport om konsekvensene i naturen av vindkraft på land. AEK mener myndighetene bør prioritere tiltak for energieffektivisering, oppgradering av vannkraft og økt bruk av solenergi.

Avslutning

AEK mener at NVEs og Statnetts langsiktige markedsanalyser dokumenterer at vi kan skaffe fram all den energien vi trenger i årene som kommer, ved raskt å styrke satsningen på

- energieffektivisering
- oppgradering/utviding av vannkraften
- økt bruk av solenergi

Samtidig må Statnett intensivere arbeidet med oppgradering av det innenlandske nettet, slik at tilgjengelig strøm kan transporteres til aktuelle brukere.

Denne rapporten er tilgjengelig digitalt på AEKs nettside.

Vedlegg 1) Anders Skonhoft og Øystein Noreng: «Strøm fra strategisk ressurs til handelsvare og børsobjekt»

Ved siden av arbeidskraft og kapital er energi en vesentlig innsatsfaktor i økonomien. Verdens økonomiske utvikling de siste århundrer er preget av en gradvis og kontinuerlig overgang fra bruk av energi fra mennesker og dyr til bruk av mekanisk energi, til økende handel med energi, også over lande grenser, og til økende bruk av elektrisitet til stadig flere formål.

Historisk har tilgang på energi hatt stor betydning for de enkelte lands industrielle utvikling. Eksempler er Storbritannia, Tyskland og USA. I det 20. århundre har tilgang på olje vært avgjørende for utfallet av to verdenskriger. I nyere tid har kontroll over olje og gass ansporet flere alvorlige konflikter, senest som en faktor i Russlands krig mot Ukraina.

Lærdommen er at kontrollen over energi, som olje, gass eller elektrisitet, ikke bare er et spørsmål om penger, det dreier seg også om makt. På nasjonale arenaer gjelder det makten til å utforme energipolitikken etter egne behov. I verdenssamfunnet dreier det seg om muligheten til å bruke energi som et virkemiddel til å fremme økonomiske og politiske interesser. Den norske stat tok tidlig i det 20. århundre grep for å sikre nasjonal kontroll over vannkraften. Flere generasjoner senere tok den også kontroll over olje- og gassreservene. Kontrollen over vannkraften har historisk sikret lave strømpriser som grunnlag for en omfattende industrireising. Kontrollen over oljen og gassen har likeledes sikret en takt i virksomheten tilpasset norske behov og fremveksten av en teknologisk verdensledende leverandørindustri.

Produksjonen og markedet for strøm i Norge er ulikt andre europeiske land. Fornybar energi, i all hovedsak vannkraft, men også noe vindkraft, står for nær hele produksjonen. I Europa er fortsatt fossilt brensel (kull og gass) og kjernekraft (Frankrike) hovedkildene til strømforsyningen. I Tyskland var fossilandelen fortsatt om lag 60 prosent i 2020, mens den var litt lavere i Storbritannia. I Europa som helhet sto fossilt brensel for over to tredjedeler av strømforsyningen i 2020. Norge har svært gunstige forhold for generering av vannkraft, som i stor grad er regulert, slik at produksjonen lett kan tilpasses endringer i etterspørsel og forbruk. Gunstige produksjonsforhold og lave priser har ført til at produksjon og forbruk av strøm per innbygger er langt høyere i Norge enn i alle andre land, med unntak av Island. I Norge brukes strøm til oppvarming, i motsetning til de fleste andre land. Den betydelige kraftkrevende industrien bidrar også mye til det høye strømforbruket. I Norge står elektrisitet fra vannkraft for 67 prosent av samlet energiforbruk, for EU er tallet 5 prosent. Derfor er de tekniske og fysiske forutsetningene for driften av det norske elektrisitetssystemet grunnleggende forskjellige fra forholdene i de fleste andre land.

Et viktig skille mellom strømforsyningen i Norge og de fleste andre land er også at det offentlige (staten, kommuner og fylkeskommuner) eier hovedtyngden (om lag 90 prosent) av kraftproduksjonen, men bare for vannkraften. Eierforholdene i norsk vindkraft er annerledes med et stort innslag av private eiere, ofte utenlandske, til dels med diffuse eierskap forankret i skatteparadiser. Årsproduksjonen av strøm fra norsk vannkraft er nå omtrent 140 TWh (140 milliarder kWh), og har endret seg nokså lite de siste tiårene.

Den store utbyggingen av vannkraft kom de første tiårene etter andre verdenskrig. Utover i 1970- og 1980-årene var det en viss overproduksjon av strøm. Energiloven av 1991 kan sees som et svar på en situasjon preget av et moderat kraftoverskudd, og hvor markedslogikk erstattet planleggingslogikk. Den tidvise overproduksjonen av strøm ble også avhjulpet ved nye strømkabelforbindelser med utlandet; de første kom til Sverige i begynnelsen av 1960-årene. Strømutvekslingen med utlandet er etter hvert blitt svært omfattende, og ble ytterligere utvidet med forbindelsene til Tyskland og England i 2021.

Norsk vannkraftproduksjon og norsk strømforsyning har vært og er viktige bidragsgivere til norsk økonomi. Lønnsomheten de siste årene, og særlig siden begynnelsen av 2021, har vært uvanlig høy, og avkastningen har ligget betydelig over avkastningen i norsk næringsliv ellers. Vannkraftproduksjon, og også vindkraftproduksjon, gir opphav til grunnrente, som representerer en ekstraavkastning på investert kapital. Grunnrente er knyttet til begrensninger i produksjonsmulighetene fra naturen side, reguleringer og konsesjonsbestemmelser. Men samtidig som lønnsomheten har vært høy, har utbygging og produksjon av vannkraft også gitt opphav til betydelige miljødeleggelser. De viktigste miljøkampene i Norge kan forbindes med Mardøla-utbyggingen i begynnelsen av 1970-årene og Alta-utbyggingen 10 år senere. De siste årene har ødelagt natur som følge av vindkraftutbygging stått i sentrum.

I de fleste europeiske land, og i en viss grad også i Norge, ble strømforsyningen historisk bygget ut av private investorer og lokale myndigheter. Etter 1945 kom i hele Europa en bølge offentlige investeringer for å skaffe sikre og rimelige forsyninger av strøm til befolkning og industri. Strøm ble ansett som en nødvendig innsatsfaktor for husholdninger og næringsliv, og derfor et offentlig forsyningsansvar. Strømprisen har begrenset umiddelbar innvirkning på forbruket av strøm i husholdninger og næringsliv. Fordi strømforbruket umiddelbart lite påvirkes av prisen, er strømgrensningens byrde på et husholdningsbudsjett omvendt proporsjonal med inntekten. Dette har vært et tungtveiende sosialpolitisk argument for regulering av strømprisene.

Veksten i forbruket og behovet for investeringer førte på 1980-tallet til politisk interesse for på nytt å trekke inn privat kapital. Dette ble et argument for en avregulering av strømprisene. Strøm er blitt en handelsvare som i teorien omsettes i et marked, men denne arenaen har etter hvert blitt dominert av et lite antall store aktører som prioriterer egen inntjening fremfor rimelig og sikker strømforsyning til kundene. Derfor innebærer strømprisoppgangen en overføring av inntekt til kraftselskapene. Dagens kraftmarked er preget av mangfoldige omsetningsledd som ikke bidrar til verdiskapning, men hvis kostnader og fortjeneste kommer i tillegg til kostnadene ved generering og overføring, og belastes forbrukerne ved strømpriser langt over selvkost. Strøm er i senere tid blitt et børsobjekt, en kilde til fortjeneste hos spekulanter med en selvsagt interesse av å drive prisene opp. I et marked der etterspørselen umiddelbart blir lite påvirket av prisen er fristelsen betydelig for noen få viktige selgere aktører til å holde strøm tilbake. I et spent marked kan strøm som ikke produseres og selges bidra til høyere inntjening på restvolumet som når markedet. Det norske kraftmarkedet har åpnet for strømselgerne som ikke tilfører noen verdi, men som tjener grovt bare på å fakturere for kraftsalg (1 milliard i netto fortjeneste for de tre største strømselgerne i Norge i 2020).

Fra plan til marked

Motviljen mot utenlandske selskapers kontroll over store deler av norsk vannkraft og den kraftkrevende industrien på begynnelsen av 1900-tallet drev fram konsesjonslover. Følgen var at oppkjøp av naturressurser som vannkraft, skog og bergverk, måtte godkjennes av myndighetene. Konsesjonsloven for vannkraft kom i 1906 og 1917, og var særlig rettet mot utenlandsk oppkjøp. Hjemfall for vannkraft ble også innført i 1909; de påla at privat eierskap skulle gå vederlagsfritt tilbake til staten etter et gitt antall år. Hjemfallstiden var til å begynne med 50 år, men er nå 75 år. Det offentlige (staten, kommuner og fylkeskommuner) eier i dag om lag 90 prosent av landets vannkraftressurser.

Fram til 1991 var det norske kraftmarkedet styrt etter en administrative planer. Sluttbrukeren hadde vanligvis ikke høve til å velge kraftleverandør, men måtte kjøpe strøm fra det lokale kraftverket. Kraftprodusentene var lokale monopoler med ansvar for at kundene i området fikk strømmen de hadde behov for, og prisen på strømmen ble satt slik at de lokale kraftverkene sikret balanse i regnskapet. Kraftselskapene ga som oftest små eller helt ubetydelige overskudd, og strømkundene fikk dermed stort sett hele gevinsten ved produksjonen. Lokale monopoler og lokalt forsyningsansvar, sammen med begrenset handel med strøm mellom ulike områder, ga tidvis overkapasitet av lokal kraft. I år med mye nedbør, måtte derfor vann slippes forbi turbinene og produksjon gikk tapt. Tapet gjaldt imidlertid en hypotetisk verdiskapning på et gratis gode, regnvann. Den siste delen av perioden, fra 1945 til 1990, var preget av en omfattende utbygging av norsk vannkraft for å betjene den voksende kraftkrevende industrien.

Energiloven som trådte i kraft 1. januar 1991 medførte en radikal forandring av det norske kraftmarkedet. Den økonomiske markedslogikken overtok, og Norge ble et av de første land i verden der strømforsyningen ble rent markedsbasert. Kraftprodusentene ble skilt fra selskaper som leverte strøm. Transporten av strømmen til forbrukere ble også behandlet særskilt og overlatt til egne nettselskaper. Nettselskapene fikk eierskapet til det lokale ledningsnett og skulle innkreve nettleien, og som naturlige monopoler ble de underlagt en særskilt regulering.

Skillet mellom produsenter og strømleverandører betød at strømmarkedet ble delt i to adskilte markeder, engrosmarkedet og detaljmarkedet. Engrosmarkedet ble først drevet av Statnett, og Statnett Marked ble etablert, senere under navnet NordPool. I 2008 ble det solgt til det amerikanske baserte Nasdaq, som igjen ble overtatt av Nederlandske Euronext i 2019. Statnett solgte seg ut/ ned i NordPool uten at dette ble behandlet politisk. Dette engrosmarkedet fungerer som en ren børs med korttids- og langtidskontrakter. Selgerne omfatter kraftprodusentene, og på kjøpersiden er det strømleverandører, tradere og spekulanter. Gjennom daglige auksjoner fastsettes strømprisen i engrosmarkedet, den såkalte spot prisen, for hver time den etterfølgende dag. Auksjonen foregår ved at tilbudet av strøm fastsettes først, og deretter dannes etterspørsel og prislikevekt. Strømleverandører og spekulanter mange land er nå deltagere i dette engrosmarkedet.

I detaljmarkedet er husholdninger og bedrifter kjøperne, mens selgerne er strømleverandørene med innkjøpt strøm til felles spot pris fra engrosmarkedet. Arbeidet til strømleverandørene omfatter kjøpsarbeidet (som er styrt av matematiske modeller, såkalte algoritmer) og salgsarbeidet. Dette består i å legge et påslag på spot

prisen, drive svært ofte misvisende prisinformasjon og reklame, og dernest å sende ut fakturaer. Påslaget strømleverandørene legger på spot prisen, og dermed kraftprisen husholdningene betaler, varierer en del, og kan kanskje dreie seg om 5 – 7 øre/KWh. Det er omkring 130 strømleverandører i Norge. Men likevel er konkurransen begrenset. Dette skyldes flere forhold og inkluderer at de ulike kostnadselementene i strømreregningen (skillet mellom nettleie, energipris og avgifter) ofte framtrer som uklar. Det kan også være vanskelig for husholdningene å orientere seg blant mange strømleverandører og avtale typer, særlig å sammenlikne priser og avtalevilkår. Ofte er endringer i avtalevilkår uklare.

Strømleverandørene skaper ingen verdier utover å kjøpe strømmen og å produsere fakturaer. Flere er utenlandsk eid, og påslaget de tar på strømprisen gir uvanlig høy avkastning med driftsmarginer langt over gjennomsnittet i norsk næringsliv (se for eksempel nettsiden proff.no). Fjordkraft er et av disse selskapene, som også blant annet eier Trøndelagskraft som er en betydelig leverandør i Trøndelag. Fjordkraft er selv eid av Fjordkraft Holding, som eies av Folketrygdfondet og noen andre norske bedrifter fra kraftbransjen. Internasjonale oppkjøpsfond har også betydelige eierposter, kanskje mer enn to tredjedeler av aksjene hvorav flere hører hjemme i skatteparadiser. Og det er langt fra bare Fjordkraft som er organisert på denne måten. Med denne type eierstruktur vil det typisk foregå overskuddsflytting fra Norge til utlandet, også skatteparadiser, men omfanget er ukjent.

Utenlandsforbindelser og utvidet marked

I de første etterkrigsårene svarte den norske strømproduksjonen til det innenlandske forbruket, rett og slett fordi det ikke var noen eksportmulighet for norsk strømproduksjon. Kraftutvekslingen med utlandet startet i begynnelsen av 1960-årene. Overføringene til og fra Sverige (med i alt ni ledninger) har nå en kapasitet på 3500 MW svarende til årlig energimengde (eksport og import) på om lag 30 TWh ved full kapasitetsutnyttelse hele året (8760 driftstimer). Det er fire sjøkabelforbindelser til og fra Danmark med en kapasitet på 1700 MW, dessuten er det en ledning til Finland og en til Russland (Pasvik) med beskjeden kapasitet. I 2008 ble NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland satt i drift. Denne har en kapasitet på 700 MW. Med denne utvekslingskapasiteten har det et har vært nettoeksport de fleste årene, med 2010 og 2019 som unntak. I 2020 var for eksempel eksporten (brutto) noe under 25 TWh og importen (brutto) ca. 4 TWh, slik at nettoeksporten var i overkant av 21 TWh. I 2021 var eksporten 25,8 TWh mens importen var 8,2 TWh slik at nettoeksporten var 17,6 TWh.

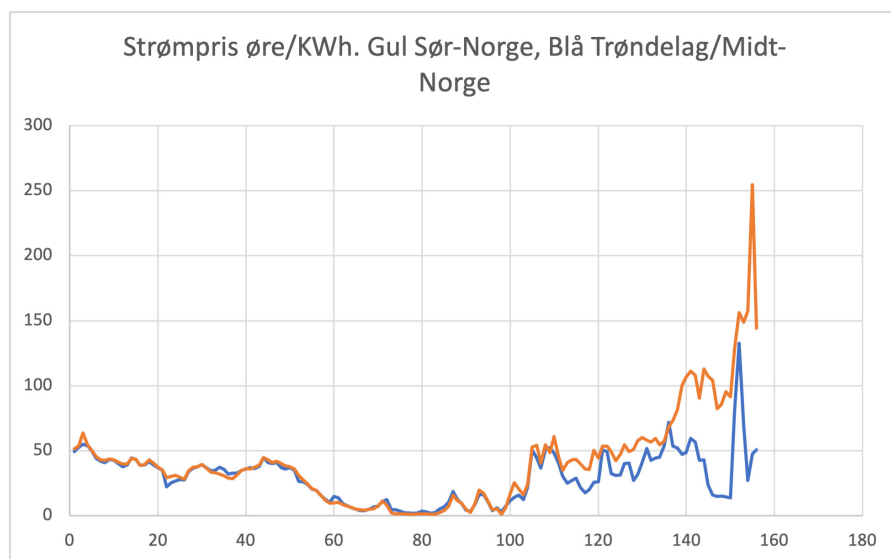
I tillegg til disse forbindelsene kom to store nye utenlandskabler i 2021 som har vakt mye debatt. Det er North Sea Link (NSL) til Storbritannia og NordLink til Tyskland. Effekten på NSL er 1400 MW, svarende til 12,2 TWh årlig ved full kapasitetsutnyttelse, og er den første direkte strømforbindelsen mellom Norge og Storbritannia. NordLink kabelen til Tyskland har også en effekt på 1400 MW, og var også den første direkte strømforbindelsen fra Norge til Tyskland. Med de to nye kablene vil derfor strømvekslingen mellom Norge og utlandet ha en samlet effekt på nesten 9000 MW, tilsvarende en årlig transport energimengde på om lag 79 TWh ved full kapasitetsutnyttelse. Altså noe over halvparten av den norske årsproduksjonen. Denne sterke økningen av utvekslingskapasiteten med utlandet de siste årene er formelt sett drevet fram av Statnett. Men en samlet norsk kraftbransje (Energi Norge, Norwea og Statkraft) har støttet utviklingen. Denne økte utvekslingskapasiteten og tilknytning til EUs energipolitikk gjennom energibyrådet ACER har også hatt solid politisk forankring i Stortinget.

I samband med konsesjonssøknaden fra 2013 for NSL og NordLink ble det gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av kostnader og nytte. Statnett skrev i denne vurderingen at det ønskes realisert flere mål ved å utvide kraftutvekslingen med utlandet; i) sikre økt verdiskapning for det norske samfunnet, ii) bidra til å styrke forsyningssikkerheten, og iii) legge til rette for innfasing av mer fornybar kraft i Norge og omkringliggende systemer for derigjennom å bidra til at kraftproduksjonen blir mer miljøvennlig. Men forsyningssikkerheten er god i Norge og har vært det i mange år, og høyere strømeksport fra Norge har i beste fall en helt marginal virkning på sammensetningen (fossil vs. ikke-fossil energiproduksjon) av strømforsyningen i eksportlandene. Statnett mente også at virkningen på de hjemlige prisene av de nye kablene vill bli svært liten (3 – 4 øre/KWh), og at kablene ville være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Men når en part som er strømkundene (bedrifter og husholdninger) taper på et tiltak mens en annen part som er kraftprodusentene vinner på tiltaket, kan ikke denne konklusjonen trekkes. Virkningen blir et fordelings spørsmål.

Strømforsyningen i Norge er delt inn i fem ulike prissoner som skyldes at det er manglende utvekslingskapasitet mellom ulike deler av landet. Strømprisene er derfor ofte forskjellig mellom prissonene. De to nye utenlandskablene til Tyskland og England løper direkte fra prissone NO2 (Sør-Norge). Det samme gjør kabelen til Nederland fra 2008, og alle de 4 kablene til Danmark. Fra NO2 til prissonene NO1 (østlige del av Østlandet) og NO5 (midtre del av Vestlandet) er det god overføringskapasitet. Derimot er det lav kapasitet i strømvekslingen til NO3 (Trøndelag/Midt-Norge) og NO4 (Nord-Norge). Det er derfor ikke overraskende at NO1 og NO5 ofte har hatt den samme prisutviklingen som NO2. Prisene i NO4 og NO3 har på den annen side ofte vært forskjellig fra de tre prisområdene i Sør-Norge.

Med unntak av svært korte perioder i 2021 og 2022 har prisen på strøm i Tyskland vært høyere enn i Norge. I England er den konstant høyere. Disse nye utenlandskablene har derfor nærmest fungert som rene eksportkabler.

Dette har ikke økt samlet eksport, men styrt eksporten til områdene med høyest pris. Figuren illustrerer prisutviklingen de tre siste årene fram til begynnelsen av 2022. Her er den ukentlige gjennomsnittlige spotprisen fra 1.1.2019 (uke 1) til 31.12 2021 (uke 156) for sonene NO2 (Sør-Norge) og NO3 (Trøndelag/Midt-Norge) vist. Tallene er basert på data fra Statnett.



Her er det flere ting å merke seg. For det første viser figuren at prisene var svært like i begge sonene og fulgte samme mønster fra 1. januar 2019 (uke 1) helt fram til 1. januar 2021 (uke 104). For det andre var prisene fram til 1. januar 2021 svært lave sammenliknet med ukene etterpå. For det tredje blir det en merkbar prisforskjell mellom NO2 og NO3 det siste året. For det fjerde øker denne forskjellen påfallende mye i de siste ukene av 2021. Det blir også økende variasjoner i prisene, men størst i NO2. En stor del av endringene følger derfor tidspunktene etter at kablene til Tyskland og England har kommet i gang

Det er åpenbart at de nye kablene har betydd mye for prisøkningen i NO2 (og følgelig også i NO1 og NO5) utover i 2021, og den langt sterkere prisveksten i prissone NO2 enn i NO3. En helhetlig analyse krever naturligvis at det kontrolleres for andre faktorer som kan ha endret seg. Etterspørselsforhold kan kanskje ha betydd noe, men trolig lite. Nedbørforhold og fyllingsgraden i magasinene spiller også inn. Hvis nedbøren i Agder brukes som et tilnærmet mål på nedbøren som bestemmer tilsiget i NO2, viser det seg at tilsiget av vann burde ha sikret fulle magasiner ved utgangen av 2020. Nedbøren sank under normalen i 2021, men på tross av dette var nettoeksporten av strøm nesten like høy som i toppåret 2020.

Basert på dataene vist i figuren, viser det seg at gjennomsnittsprisen på årsbasis i område NO2 var 39 øre/KWh i 2019 og 9 øre i 2020. Gjennomsnittsprisen i område NO3 var nær identisk NO2 begge disse årene. I 2021 var derimot gjennomsnittsprisen 75 øre/KWh i NO2 og 41 øre/KWh i NO3. Basert på disse tallene og vurdering av nedbørsforhold og også andre faktorer er vårt anslag at prisen i NO2 (Sør-Norge) kanskje ville vært om lag 50 øre/KWh i 2021 uten de nye kablene til Tyskland og Storbritannia. 75 øre/KWh istedenfor 50 øre/KWh betyr at altså kablene har gitt en priseffekt på 25 øre/KWh, eller en økning på 50 prosent.

Konsekvenser for Norge

De siste tretti år er et historisk enkelt og oversiktlig kraftmarked blitt erstattet av en kompleks og uoversiktlig uorden med høy avkastning for produsentene og selgerne av kraften på bekostning av forbrukerne (bedrifter og husholdninger). Strømprisene er ustabile med forskjeller i tid og rom som ofte kan være vanskelig å forklare eller forutsi. Forbrukerne opplever et kaos av ulike, skiftende og vilkårlige strømpriser, som oppfattes som et resultat av mangelfull styring fra inkompetente politikere som fraskriver seg ansvar. De viser til internasjonale forpliktelser uten å konkretisere hva de består i, samtidig som viktige medlemsland i EU utviser større handlekraft for å forsvare sine forbrukere av strøm.

Konsekvensen er at Norge gir opp et av sitt historisk viktigste økonomiske fortrinn: rimelig elektrisk energi. Tapet av konkurransefortrinn vil svekke inntjeningen til norske bedrifter. Tapet av kontroll over vannkraften medfører at utbygging og drift, som vannføringen, stadig mer vil skje på utenlandske premisser. Det norske kraftsystemet blir underlagt en overordnet europeisk styring, der norske interesser blir tilsidesatt.

I økonomisk historie er en selvpålagt oppgivelse av konkurransefortrinn uvanlig. Norge har naturressurser, men også ulemper som lange avstander til markedene, et kaldt klima og vanskelig topografi. I tretti år har mange

politikere tydelig villet «dele» vannkraftens fortrinn med andre land, men uten vederlag; Frankrike «deler» ikke sitt jordsmonn og klima, Storbritannia og Tyskland «deler» ikke sin sentrale beliggenhet og korte avstander til markedene. Spørsmålet hvorfor Norge skal være gavmildt og «dele» sin vannkraft, forblir ubesvart.

Svaret kan være at eierne, staten, fylkeskommuner og kommuner, har gitt fra seg kontrollen til en bedriftsledelse som i mange tilfelle higer etter kortsiktig fortjeneste, i likhet med private investorer, uten at politikerne bryr seg. En annen, og mer sannsynlig forklaring, kan være at offentlige eiere ser fordelene med å kunne hente ut store utbytter fra eierskapet som viktigere enn å sikre innbyggerne lave strømpriser. Det er også grunn til å kaste et kritisk blikk på mange av beslutningene i Statkraft og Statnett under nåværende og tidligere ledelse.

Utbyggingen av vindkraft har forverret kaoset i strømmarkedet. De første urimelighetene er å belaste forbrukerne med subsidier (de såkalte grønne sertifikater) og ved kostnadene ved vindkraftens infrastruktur, innkrevd gjennom nettleien. Forbrukerne betaler også for transport av vindkraft finansiert av utenlandske investorer for markeder utenfor Norge. Regjeringen har også kunngjort store investeringer i havvind på kontinentalsokkelen, men foreløpig uten konkretisering av kostnader, finansiering eller styring. Planene for havvind tilspisser spørsmålet om kontrollen over strømmen. Risikoen for utenlandsk dominans over norsk strøm gir paralleller til begynnelsen av 1900-tallet. Derfor det et behov for en politisk opprydding. Det foreligger flere muligheter. Første bud er i regnskapene å skille overføringskostnader i Norge og til utlandet, der norske forbrukere (bedrifter og husholdninger) bare belastes for kostnadene i Norge. Andre bud er, etter modell fra Frankrike, å innføre en innenlandsk maksimalpris, og en plikt for kraftselskapene til å prioritere innenlandske forbrukere. Dagens løsning, delvis priskompensasjon til husholdninger, er et sosialpolitisk motivert tiltak. Det har høye kostnader og medfører en betydelig belastning på statsbudsjettet, som igjen gir grunnlag for renteoppgang. Balansen i kraftmarkedet blir lite berørt. Næringslivet og sysselsettingen svekkes fortsatt av høye strømpriser. Kraftselskapene beholder store overskudd.

Alternativet kan være priskontroll. En maksimalpris på strøm, kombinert med økonomiske tiltak for å motivere lavt forbruk, ville umiddelbart komme både husholdninger og næringslivet til gode. For staten ville virkningen være lavere kostnader til strømprisstøtte. Et påbud om å prioritere norske strømkunder ville styrke balansen i det norske kraftmarkedet. En lavere belastning på statsbudsjettet kan bidra til en stabilisering av rentenivået. Sist, men ikke minst, ville en maksimalpris på strøm redusere kraftselskapenes store og urimelig overskudd. Som et umiddelbart tiltak kunne staten vise til en nødsituasjon og regulere vannstanden i magasinene, og ta kontroll over vannet før det når turbinene. Da kunne staten også sette betingelser for bruken av vannet, til strøm (destinasjon og priser).

Liberalisering av strømmarkedet har i knapt noe kjent tilfelle vist seg gunstig for forbrukerne. Utfallet har etter noen år vanligvis vært et mangfold av kontraktsforhold og priser, fremkomst av nye mellomledd, med høy fortjeneste, på forbrukernes bekostning. Frankrike tar konsekvensen og renasjonaliserer strømmen. Samspillet mellom tilfeldig, ikke-styrbar vindkraft og solkraft med nødvendig kapasitet i styrbar energi, enten vannkraft, kjernekraft eller fossilt basert kraft, er i utgangspunktet vanskelig. Den er særlig vanskelig innenfor et liberalisert kraftmarked, der solkraft og vindkraft har behov for beskyttelse mot konkurransen fra regulerbar energi, og omvendt. Vindkraften kan levere strøm bare når vindstyrken er tilstrekkelig, men ikke for høy; ved sterk vind må vindturbinene frakobles. Vindkraften har et forholdsvis snevert tidsvindu og en tilsvarende lav utnyttelsesgrad, vanligvis om lag 30 prosent i Norge. Samordningsproblemene tiltar med mengden av vindkraft i et kraftmarked. Til tider leveres utilstrekkelige mengder kraft, som svekker inntjeningen og konkurranseevnen i forhold til regulerbar energi. Til andre tider kan uønskede mengder kraft leveres, og midlertidig lave priser svekke inntjeningen og konkurranseevnen på regulerbar energi. Erfaringsmessig lar en andel ikke-styrbar energi over 25 prosent seg vanskelig innordne.

Dette problemet har fått lite oppmerksomhet i den energipolitiske debatten, i Norge som i Europa. Én løsning kunne være regionale monopoler for salg av strøm, som kjøper inn etter skjønn og behov. En annen løsning kunne være integrasjon av ulike energiformer i ett salgsselskap med forsyningsplikt. En ren markedsløsning fortoner seg som lite realistisk.

Den umiddelbare utfordringen for Norge er å forsvare egne interesser i et europeisk kraftmarked som siden Energiloven ble vedtatt i 1991 har snudd fra overskudd til akutt knapphet, i stort monn på grunn av uvettede beslutninger truffet av inkompetente politikere i og utenfor Norge.

Vedlegg 2) Svein Roar Brunborg: «Om energiloven av 1990 og konsekvensene av den»

Historisk oversikt over utvikling av strøm til industri og alminnelig forsyning i Norge

Innledende oversikt

Energiloven av 1990 skulle gi vanlige forbrukere en likeverdig rolle med vannkraftens produsenter. Norge skulle være selvforsynt med kraft. Vannkraftens magasiner ga sikker og billigst mulig kraftpris for norske strømkunder. Energiøkonomisering hos både husholdninger og nasjonalt næringsliv skulle gis samme vilkår som ny kraftutbygging gjennom en felles nasjonal strømpris. Strømprisen skulle sikre lønnsomhet av enøk, nett og ny kraftproduksjon.

I de vel 30 år siden loven trådte i kraft er det en rekke forhold som avviker fra dette formålet. Vannet i kraftverkens magasiner skulle både stabilisere variasjoner i strømpriser i tørre og kalde år, men er i dag en ressurs som produsentene fritt kan selge til utlandet. Norske kunder belastes med en strømpris som langt overstiger den norske naturens evne til å skape en billig nasjonal strømpris via vannkraftens magasiner.

Energilovens historiske og juridiske grunnlag

Før konsesjonsloven av 1906 kjøpte utenlandske investorer opp store rettigheter til vannkraft fra norske bønder som ikke hadde den samme faglig og økonomiske viten om vannkraftens verdi som oppkjøperne. Potensielt stor økonomiske verdier ble da fratatt norske borgere. Dette illustrerer nødvendigheten av likeverdig kunnskap mellom kjøpere og selgere for at et marked skal fungere som en rettferdig samfunnsmekanisme.

Fra 1906 til 1917 innførte det norske Stortinget en rekke konsesjonslover for vannkraft og andre naturressurser som ga den norske staten fullmakt til å sette betingelser for utbygging og utnyttelse av norske vassdrag som ivaretok verdien for hele Norge. Hjemfallsretten sikret at vassdrag og vannkraftverk tilfalt staten vederlagsfritt etter at konsesjonsperioden utløp og ga staten forkjøpsrett på norske vassdrag. Prinsippet om at norske naturressurser skulle eies av den norske offentligheten, under streng demokratisk kontroll, er stadig et særtrekk ved norsk politikk. Grunnrenteskatt for både norsk olje og vannkraft er basert på dette prinsipp.

Konsesjonsloven sikret en økonomisk uavhengighet for det norske samfunnet til å kontrollere utviklingen i norsk økonomi og utjevne økonomien mellom norske innbyggere. De skulle sikre den norske nasjon og innbyggerne sterkere rettigheter, sikkerhet og forutsigbarhet i møte med internasjonal økonomi som kom hele det norske fellesskapet til gode gjennom offentlig eierskap og kontroll.

Forvaltningen av kraftsystemet fram mot den nye energiloven

Vannkraftverk var tidligere lokale «monopol» som ikke kunne gi overskudd tilbake til det offentlige, bare bruke penger til bygging av mer kraft for norske kunder.

Allerede på 30-tallet etablerte bransjen en «samkjøring» seg imellom for å styrke leveringssikkerhet. I 1971 ble dette organisert som nasjonalt kraftmarked. Kostnaden for nettet lå inkludert i strømprisen.

Utover 70- og 80-tallet hadde bransjen råd til å bygg mye kraft og de forventet en sterkt økt etterspørsel. Det bli noe sterkere søkelys på enøk ut på 80-tallet og økonomiske vekst skjedde med lavere strømbehov enn tidligere. Resultatet var en betydelig tilgang på ny vannkraft som det ikke var behov for.

Det norske kraftmarkedet har helt siden 30-tallet samarbeidet via en felles fysisk pris som sikret signaler om produksjon og forbruk slik at frekvensen for strømmen ble stabil. Norge, Sverige og Finland er knyttet sammen med felles frekvens på strømmen. For å sikre høy teknisk stabilitet må det være nøye balanse mellom produksjon og bruk av strøm. Ubalanse kan bryte ned kraftsystemets stabile leveringssikkerhet. Utveksling av kraft mellom Norge (Norden) og EU må skje via likestrøms kabler for å hindre ustabilitet.

Fra 1971 ble det innført et felles nasjonalt, kortsiktig kraftmarked for å sikre et felles styringssystem med felles frekvens. Samarbeidet var organisert gjennom «Samkjøringen», et selskap hvor alle brukere av det nasjonale kraftnett skulle bidra til å sikre en stabil kraftbalanse og leveringssikker strøm. Forvaltning av vannet i magasiner er grunnlaget for leveringssikker strøm. Analyser av variasjon i nedbør, kalde vintre la grunnlag for kapasiteten

utvekslingen med våre naboland la grunnlag for utvikling av ny kraftproduksjon, nye overføringslinjer. En begrenset kapasitet på utenlandsforbindelsene var nødvendig for å sikre at vannet i magasinene kom norske strømkunder til gode.

Systemet ga en prisgunstig leveringssikker norske strøm på over 94%. Forskjellen i forhold til dagens kraftsituasjon med «utenlandske» priser og «faretruende» lav magasinbeholdning skyldes at

- vi ikke bruker vannet i magasinene for å sikre god norsk leveringssikkerhet
- at vannet i magasinene ikke lenger er gitt en nasjonal rolle
- vi subsidierer ny krafttilgang vi ikke trenger selv til fordel for EU
- Norske strømkunder påføres ekstrakostnader i nettet utover det som er et nasjonalt behov
- Strømleverandørene gir norske kraftprodusenter bedre adgang til det utenlandske kraftmarkedet enn norske strømkunder får adgang til det norske kraftmarkedet

I det etterfølgende gis det en mer konkret oversikt over disse effektene.

Grunnlaget for den nye energiloven som ble vedtatt i 1990

Grunnlaget som norsk natur har skapt for utbygging av fornybar elektrisitetsforsyning er unik i internasjonal sammenheng og har preget det norske samfunn på mange områder.

Vannkraft har bidratt til et avansert strømsystem i Norge og danner grunnlaget for mye viktig næringsliv. Kraftforedlende industri har skapt kunnskap, arbeidsplasser og verdier i mange lokale samfunn og for nasjonen som helhet. Mye av vårt lands høye teknologiske kompetanse har sitt utspring i kraftsektoren og danner også et viktig grunnlag for at vi har utviklet våre olje- og gassressurser på et høyt internasjonalt nivå.

Våre vannkraftressurser bygges ut i områder hvor det berører store naturverdier og danner grunnlag for sterke miljøkonflikter. Men dette har også i perioder (Samlet Plan for vassdrag) ført til en forbedret forvaltning av samspillet mellom energiformål og miljøhensyn gjennom forvaltningssystemer som søker en god balanse mellom økonomiske og miljømessige hensyn.

Alta-saken i 1980 skapte sterke politiske konflikter og styrket arbeidet med en forvaltning som ga bedre balanse mellom økonomisk vekst og naturhensyn. I 1985 ble det etablert en «Samlet Plan for Vassdrag» som skulle sikre balanse mellom økonomisk vekst og naturhensyn. Aktuelle vannkraftprosjekt ble rangert etter lønnsomhet, naturhensyn og samenes interesser. Prioriteringen av kraftprosjekter ble avvirket i 2013. Et lignende system ble startet opp for vindkraft, men fikk ikke en nasjonal rolle.

Fram mot 1990, under forarbeidene til energiloven, var kraftbransjen bekymret for konsekvensen av overproduksjon av kraft. Nasjonale strømpris falt og økonomiske bekymringer for eierne av nye prosjekter. Energiloven ble en «reddende engel». Kostnad for nett ble overført strømkundene. Produsentenes investeringer i selve kraftproduksjonen ble da sikret. Nasjonal strømpris sank og stoppet en urealistisk satsing på ny vannkraft. Energiloven ga også noenlunde felles pris til sluttbrukere som før loven kom kunne variere 20-50% mellom nabokommuner.

Energilovens nye rammer for kraftmarkedet

Det er ikke energiloven som la grunnlaget for det nasjonale kraftmarkedet, det var etablert allerede i 1971 som økonomisk basis for samarbeid mellom produsenter. Kraftbransjens eget «samkjøringssystem» hadde et markedsbasert system for utveksling av strøm mellom de lokale monopolene og etablere en økonomisk styring av vannet i magasinene og balanserte utveksling av kraft med utlandet med en felles nasjonal strømpris for å skape en leveringssikker norsk strøm.

Energiloven la til grunn at det nasjonale, økonomiske samspillet mellom lokale kraftselskaper også skulle være tilgjengelig også for hver enkelt norske strømkunde. Strømkunder kunne kjøpe strøm til samme pris som produsenter solgte til markedet og legge grunnlaget for enøkiltak på like vilkår som ny produksjon.

Timespris er nødvendig for å finne de tiltak som demper strømbruk i perioder med høye tap høye strømpriser og redusere nettleien. Timesmålt strøm ble etablert av NVE først i 2019, 30 år forsinket.

Bransjens eget marked, som staten overtok, la til grunn nasjonal selvforsyning basert på vannkraftens magasiner. En begrenset kapasitet for utveksling av kraft med våre naboland sikret stabil nasjonal strømpris i år med lite nedbør og kalde vintre eller år med mye nedbør og milde vintre.

Energilovens formål om samfunnsmessighet har innebygget hensyn til både nasjonal selvforsyning, nasjonale

fordelingsspørsmål, naturvern hensyn, likeverdige markedsvilkår og samarbeid med naboland om kraftutveksling. Et slikt formål ligger klart innenfor rammene for konsesjonsloven av 1906, men dagens kraftsituasjon avviker betydelig fra dette.

NVEs rolle i den praktiske gjennomføring av energiloven

Kraftselskapene hadde før energiloven økonomisk ansvar for å finansiere nettet som brakte strømmen fram til de forbrukere som betalte den pris på strøm som dekket alle kostnader. Men overutbygging av kraft svekket nivået på innenlandsk strømpris som kraftprodusentene var avhengige av. Nettkostnaden ble skilt ut som en egen del av kraftsystemet og avlastet produsentenes kostnader. NVE fikk som oppgave å utforme en egen nettleie som skulle belastes strømkundene i Norge.

Strømnettet skaper verdier i hele den norske økonomien. Betalingen for bruk av nettet må da belaste strømkunder og næringsliv slik at det ikke svekker deres økonomiske bruk av strøm. Nettleien må da ikke svekke lønnsomheten av de tiltak som kjøper og selger av strøm bidrar med i samfunnsøkonomien.

NVE utformet en nettleie som skulle gi strømkundene økonomisk motivasjon til å gjennomføre tiltak som reduserte strømbruken i perioder med høye priser og høy belastning på nettet. Tapene i nettet er bygget inn i nettleien til sluttbrukere og har normalt utgjort 10-20 prosent av nettleien basert på tidligere strømpriser. I dagens situasjon utgjøre tapene en stor del av nettleien. Dette illustrerer et dramatisk avvik fra energilovens formålsparagraf som likestiller produsent og forbruker.

Den praktiske forvaltning av energilovens formål ble rundt 1992 overført til NVE for organisering av kraftmarkedet, utvikle det nasjonale kraftnettet for å sikre stabil norsk strømpris og leveringssikkerhet. Også arbeidet med ENØK overført til NVE. Dette var motstridende mål i energiforvaltningen og OED etablere da en ny statlig virksomhet for gjennomføring av enøk, ENOVA i Trøndelag.

Forsinket etablering av timesmåling hindret systematisk prioritering enøktiltak som kunne redusert behov for nett. Enøk, fjernvarme og bruk av varmepumper er derfor lavt prioritert i mer enn 20 år og kunne ha styrket norsk kraftbalanse med minst 20 TWh fram til i dag. Dette er en feil bruk av energilovens formålsparagraf som samfunnsmessighet likestiller forbrukere og produsenters rolle i kraftsektoren.

Forvaltningen av vannet i magasinene

Da staten, ved etableringen av energiloven, overtok kraftbransjens (samkjøringens) eget markedssystem for kraftprodusentene lå det til grunn en forutsetning om at dette systemet for stabil norsk strømpris og kraftbalanse skulle videreføres.

Staten er gjennom konsesjonsloven eier av vannet i magasinene og danner også juridisk grunnlag for hjemfall av kraftverk ved konsesjonstidens utløp. Eierskapet danner også grunnlaget for grunnrenteskatt på den verdi som skapes av magasinene etter at alle kostnader er dekket for eierne av selve kraftverket.

Vannet er ikke gitt en rolle som sikrer at norsk vannkraft skal disponeres til fordel for norske strømkunder og næringsliv. Kortsiktig utveksling av kraft med våre naboland har, i energilovens forutsetning, som primær rolle å redusere usikkerhet i vannmagasinene og stabilisere norsk strømpris.

Vannkrafteksport betyr derimot at man selger den økonomiske verdi av vannet til utenlandet før norske borgere drar nytte av vannets rolle for leveringssikkerhet og stabile priser. Det øker risiko for rasjonering som vil påføre norsk økonomi et tap mye større enn en normal strømkostnad.

Konsesjonsloven definerer at verdien av vannet i magasinene tilhører staten. I praksis har staten, som eier av vannkraften, uten godtgjørelse, overlatt verdien av vannet til vannkraftselskapene som et internasjonalt spekulasjonsobjekt. Den markedsmessige verdien av vannet i magasinene er ikke lagt inn i kraftselskapenes regnskaper og kan med dagens høye strømpriser ofte ligge i området 200 milliarder kroner (50 TWh med en strømpris på 4 kr/kWh).

Da «samkjøringen» overlot sitt markedssystem til staten i 1990 var forutsetningen av vannet skulle brukes til å stabilisere verdien av norsk (vann-)kraft og at kapasitet på utvekslinger var tilpasset mengden vann i magasinene og nasjonale variasjoner i temperatur og nedbør.

Vannmagasinenes rolle har ikke vært tillagt en samfunnsrolle i verken NVEs eller Stortingets beslutninger og lovendringer i årene fram til i dag. Klart i strid med konsesjonsloven av 1906 og energiloven av 1990. Kombinasjonen av fraværende samfunnsmessig verdisetting av vannet i magasinene, et ikke definert eierskap til vannet og en økt eksportkapasitet til andre land med tidvis høye priser på strøm, er sentrale årsaker til dagens

kraftsituasjon med høye innenlandske priser, på nivå med «rasjoneringskostnader» for mye av næringslivet, og lav magasinfilling som gir økt rasjoneringsrisiko.

Strømnettets rolle i kraftsystemet

Etablering av Statnett

Etter at Stortinget vedtok energiloven i 1990 startet arbeidet med å organisere det nasjonale strømnett. Forvaltning av kraftutveksling med utlandet, organiseringen av det nasjonale markedet og sentralnettet ble overført til Statnett SF, det første «statsforetaket» som ble etablert i Norge. Mange av de lokale og regionale nett var fortsatt eid av kommuner og fylker, men ble underlagt NVEs nettkontroll.

Diskusjonen i Stortinget om etableringen av Statnett reiste spørsmål om netto eksport av overskuddskraft og ikke bare ha utveksling med sikte på stabil nasjonal strømpris. Men dette fikk ikke tilslutning. Det norske kraftsystemet skulle fortsatt være basert på en nasjonalramme gitt av konsesjonsloven.

Statnett har etter innføringen av ordningen med «grønne sertifikater» bygget ut, og forsterket, sentralnettet slik at den «overutbygde» kraften kan selges til utlandet. På grunn av EUs regler knyttet til produsentenes nettleie, er det satt en øvre grense for deres nettleie. Konsekvensen er at norske sluttbrukere må betale den del av sentralnettet som er bygget for at subsidiert kraft (vind og vann) kan eksporteres. EUs regler setter også rammene for produsentenes nettleie uten å ta hensyn til at det er kostbart å bygge et sentralnett i norsk natur hvor det er lenger avstand mellom bygging av fornybar kraft og der hvor strømkundene bor enn i EU.

Det norske sentralnettets rolle er forankret i det felles ansvar for stabil nordisk (NO, SVE og FIN) strøm, balansert med felles frekvens basert på disse landenes tilgang og forbruk av strøm.. Det er ulogisk at EU skal ha noen innflytelse på finansiering av nett i det norske markedet.

Strømkundenes rolle i kraftsektoren

NVE har tatt det for gitt at vanlige strømkunder må betale i hovedsak full kostnad for det lokale nett helt fram til hver enkelt strømkunde. Det er ulogisk at kraftprodusentene er fritatt for finansiering av det nettet som er en forutsetning for den prisen de oppnår for sitt salg av kraft til kundene i markedet.

Nettet betales i all hovedsak av sluttbrukerne, men er eid av kraftprodusentene. Dette er uheldig å skille eierskap og finansiering av det nett som binder sammen kjøper og selger i en nøytral infrastruktur.

Nettets kostnader omfatter investeringer som skal sikre nok kapasitet helt fram til sluttbruker, men omfatter også kostnader for tap av strøm i nettet. Tapene i nettet er også produksjon av strøm som gir inntekter til produsentene. Tapen ligger i snitt over årene på rundt 9 prosent, men kan variere fra et par tre prosent og i tider med høyt strømmuttak øke til godt over 15 prosent. I dagens situasjon med skyhøye priser kan kostnaden for tap, som forbrukerne belastes med, utgjør over 80 prosent av nettleien.

Forbruk av strøm hos norske kunder danner grunnlaget for grunnrenten i norsk vannkraft (og fra neste år også fra vindkraft) og har de siste 10-15 årene vært stor nok til å dekke det aller meste av kostnadene i hele det norske strømnettet. Men det har ikke skjedd. Før energiloven dekket produsenter kostnaden for hele nettet, men ble på grunn av lave priser belastet sluttbrukerne. I dag, vil det være naturlig at produsentenes grunnrente finansierer nettkostnadene for den felle infrastrukturen.

Strømnettets må drives og utvikles slik at det kommer alle sluttbrukere til gode. Da må enten sluttbrukerne selv eie sitt lokale nett eller få en reell innflytelse og kontroll.

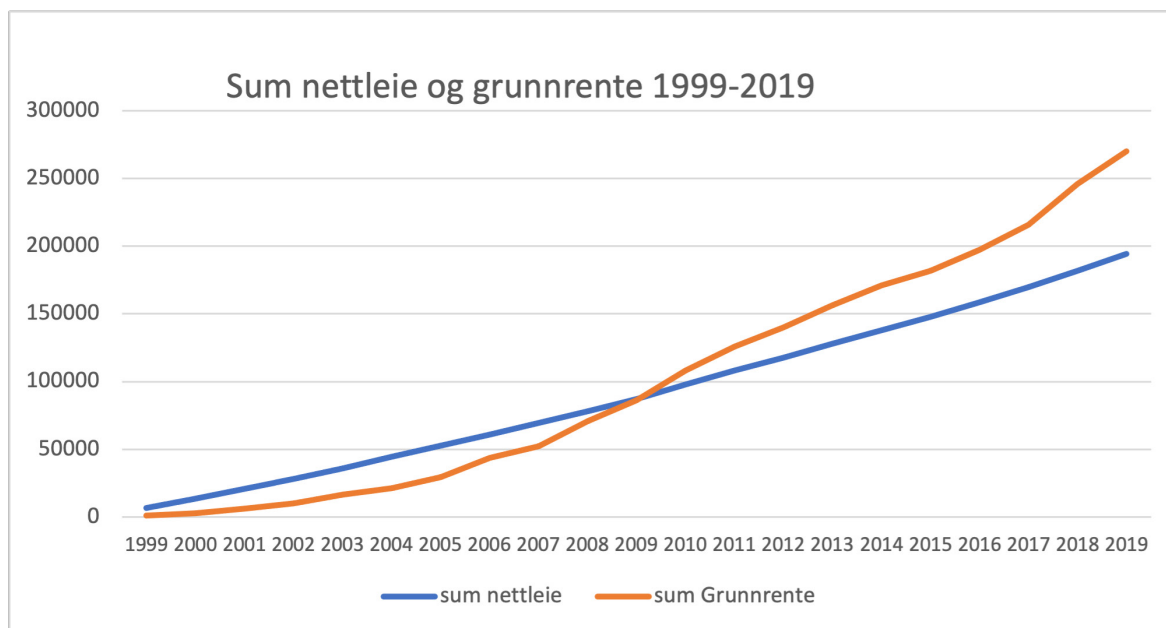
Energiøkonomisering og effektreduserende tiltak hos den enkelte kunde vil redusere kostnader også hos alle de andre sluttbrukerne i samme nett fordi enøk reduserer kostnad for alle brukere av felles lokale nett. Det er uheldige at drift og investering i nettet er et ansvar for eiere som også drar nytte av sterkere nett og salg av den elektrisitet som tapes i nettet.

Kanskje bør strømkundene overta det økonomiske eierskapet til nettet og sette betingelser for produsentenes bruk av nettet. Eller etablere et forvaltningssystem med organisasjoner som har entydig felles interesser med forbrukerne. Dette vil i første rekke være huseierforeninger og lokale næringslivsorganisasjoner knyttet til virksomheter hvor strømkostnad er økonomisk viktig.

Resultatet av innføring av energiloven

Gjennom 90-tallet økte det tidligere lave nivået på strømprisen gradvis. Produsentenes lønnsomhet av prosjekter

ble sikret. Det kom få søknader om nye kraftprosjekter. Rett over år 2000 var kraftsektoren igjen i balanse. Men alt i 1997 ga strømprisen så god økonomi i vannkraft at Finansdepartementet etablerte ekstra skatt på den «superprofitt» i vannkraft vi kaller grunnrente. I dag er den stor nok til å betale hele den nettleien kraftprodusentene ble fritatt for i 1990. Men det meste av verdiene beholdes av produsentene. Utformingen av grunnrenten og skatten skal sikre lønnsomhet av prosjekter basert på den nasjonale strømprisen. Men vannet i magasinene er ikke gitt en verdi for å opprettholde stabil nasjonal strømpris. Vannet er en gratis ressurs for det enkelte kraftanlegg og dette svekker innenlandsk leveringssikkerhet.



Figuren viser hvordan summen av hovedkostnaden for nettleien utviklet seg sammenlignet med summen av grunnrenten i vannkraften utviklet seg i forhold til summen av verdien av grunnrenten i vannkraft siden 1999 og fram til 2019. Det kan konkluderes med at grunnrenten fra 2009 ble stor nok til at den kunne erstatte strømkundenes nettleie.

Når energilovens formålsparagraf forutsetter samtidig samfunnsmessighet for både produksjon og strømforbruk er det en klar logikk i at statens rett til å påføre skatt på vannkraftens grunnrente skal føre til at grunnrenten skal betale kundenes nettleie.

Avtalen med EU i 2012

EU hadde bestemt seg for å satse sterkere på fornybar energi som ledd i EUs klimasatsing. Det var satt opp mål både for økt utbygging av ny vann- og vindkraftkraft, men også bioenergi. Målene ble fordelt mellom landene og Norge aksepterte en vesentlig andel av vind- og vannkraftsatsingen til tross for at Norge i utgangspunktet alt hadde en hovedandel av sitt strømforbruk dekket av fornybar, klimavennlig energi.

Det er også et tankekors at satsing på bioenergi var en del av klimasatsingen siden dette innebærer utslipp av klimagassen CO₂ og at økt skogfelling til energiformål vil redusere den mengden CO₂ i naturen, særlig i våre skoger, som representerer lagring av CO₂.

Norge var presset til å delta i denne strategien gjennom sitt EØS-samarbeid. Men via energiloven hadde vårt nasjonale kraftsystem kommet i balanse basert på et marked hvor ny kraftutbygging sikres lønnsomhet basert på en nasjonal strømpris som også skulle hindre kostbar overutbygging. Våre politiske forpliktelser overfor EU krevde da statlig støtte for å sikre at vi oppfyller EUs krav.

Gjennom et samarbeid med Sverige etablerte vi en subsidiering av fornybar vind- og vannkraft, klart i strid med energilovens markedsgrunnlag. Norske strømkunder ble pålagt en ekstra kostnad på sin strømreregning for å sikre at tilstrekkelig mange nye vind- og vannkraftprosjekter ble realisert i tråd med EUs krav. Denne subsidieordningen har hittil belastet norske strømkunder med nær 12 milliarder kroner. I tillegg har vi måtte investere i sterkere nett. Vi har også tilpasset oss EUs egne regler for begrenning av produsentenes nettleie slik at norske strømkunder også får høyere nettleie.

Den økte investering i fornybar kraft, vi ikke hadde behov for selv, la grunnlag for en generelt lavere strømpris i Norge og reduserte da lønnsomheten av både nye og eldre anlegg. Dette førte til et press fra kraftbransjen om å øke eksporten til utlandet slik at lønnsomheten av tidligere utbygd norske kraftprosjekt ikke ble svekket.

Kablene til England og Tyskland

De nye kablene til England ble gitt konsesjon i 2014 og satt i drift oktober 2021. Utvekslingen over kabelen førte fra den ene dagen til den andre til kraftig økt pris i det sørvestlige Norge. Prisene varierer betydelig både gjennom dag, uke og måned, blant annet fordi vannet i magasinene ikke lenger sikrer prisstabilitet.

Kabelen kommer på en tid hvor EU var kommet langt i sin strategi for redusert bruk av fossile brensler, men EU er ikke kommet like langt i å etablere alternativ tilgang på fornybar energi. Fravær av fossil energi som kunne øke sin produksjon i tider med høy etterspørsel og høy pris har økt betalingsevnen til kjøp av strøm fra norsk vannkrafts fleksible energilagere i vannmagasiner via økt kabelkapasitet.

Kabelen ble satt i drift 4-5 måneder før krigen mellom Russland og Ukraina som skapte alvorlig uro i samspillet mellom europeisk og russisk energihandel. Denne krigen kan ha forsterket nivået på de norske strømprisene, men hovedsaken er knyttet til EUs reduserte fleksibilitet i varmekraft og økt import fra fleksible norsk vannkraftmagasiner. Det er nødvendig å sette søkelys på hvilken rolle kabelens egenskaper har fått for Norges kraftforsyning fordi prisendringen kom plutselig, og på et tidspunkt hvor det ikke skjedde avgjørende endringer i verken klimapolitikk eller militære forhold.

Rapporter fra Statnett kan indikere at virkningen av kabelen skyldes fravær av den forvaltning av det statseide vannet i norske magasiner som skulle sikre nasjonal norsk strøm basert på norske kraftressurser. Kabelen har gitt en mye lavere vannbeholdning enn normalt og øker risikoen for rasjonering i Norge Mange norske bedrifter møter nå en økonomisk hverdag som gir samme effekt som strømrasjonering fordi de må stenge ned sin økonomiske virksomhet. Når salg av norsk kraft til England legges inn i markedet samtidig (eller en time før?) betyr dette en klar økonomisk favorisering av vannet i norske magasiner før vannet skal bidra til en stabil, gunstig norsk strømpris slik det legges til grunn i energilovens formålsparagraf.

Økt eksportkapasitet og fraværende offentlig forvaltning av det statseide vannet i magasinene har ført til at det vannet, som i 1906 skulle sikre norske borgere en stabil nasjonal strømpris, nå «importerer» utenlandsk strømpris til Norge.

Rammene for det norske kraftmarkedet må endres.

Politiske vedtak må vært basert på tilstrekkelig grundig og tydelig gjennomgang av opprinnelige forutsetninger om energilovens rammer for de tre hovedaktørene i norsk kraftsystem, produsenter, nett og forbrukere.

Verdien av vann i magasinene er et sentralt moment i vår tilpasning til både norsk energilov og alle de endringer vi har tilpasset oss via EØS. Energiloven definerer at verdien av vannet i magasinene tilhører staten. Da «samkjøringen» overlot sitt markedssystem til staten i 1990 var forutsetningen av vannet skulle brukes til å stabilisere verdien av norsk (vann-)kraft og at kapasitet på utvekslinger var tilpasset mengden vann i magasinene og nasjonale variasjoner i temperatur og nedbør. Dette var også utgangspunktet for skrijving av energiloven, men på grunn av formelle regler i internasjonalt revisjonssamarbeid ble det overlatt til NVE å finne en praktisk tilpasning innenfor lovens markedssystem. Noe de ikke har gjort.

Vannmagasinenes rolle har ikke vært vurdert eller tillagt en samfunnsrolle i verken NVEs eller Stortingets beslutninger og lovendringer i årene fram til i dag. Energilovens forutsetning er derfor ikke fulgt opp.

Grunnrenteskatten er en nasjonal skatt som ikke er berørt av avtaler via EØS. Beregningen av denne skatten ble endret for kort tid siden og koblet sammen med «ordinær» inntektsskatt. Fortsatt betaler vannkraft bare halve samfunnsverdien (grunnrenten) som skapes av vannet etter at produsentene har fått dekket sine fysiske og finansielle kostnader av strømproduksjonen.

Med dagens høye strømpriser øker både statens skatteinntekter og vannkraftselskapenes «tilbakeholdte» grunnrente verdi. Det betyr også at flere nyere og mer kostbar vannkraft kommer i en situasjon hvor verdien av grunnrente øker til å bli positiv og både kan og skal beskattes.

I avtalen med England kan eksporten knyttes til konkrete norske kraftverks beregning av grunnrente og grunnrenteskatt. Jeg mener at Stortinget da kan vedta at ved slik eksport skal de norske produsentene av vannkraft ikke beholde verdien av denne grunnrenten selv, men at staten (på vegne av norske strømkunder) får hele verdien av den grunnrente som hver enkelt markedsaktør henter inn ved prising og salg av norsk strøm og vannkraft for krafteksport til Englands prisnivå på strøm.

Vannkraft med grunnrenteskatt vil da heller prioritere salg til norske strømkunder fremfor salg i den markedsmekanismen som avgjør pris og mengde til England. Norsk strømpris vil da senkes betydelig.

Norsk kraftomsetning er markedsbasert, og de juridiske prinsippene må da følge markedsøkonomiske prinsipper.

Det innebærer at infrastrukturen (nettet) må finansieres basert på markedsøkonomiske prinsipper som sikrer at kostnadene for infrastrukturen i minst mulig grad skaper økonomisk ulempe for de aktørene (også forbrukerne) som er avhengige av nettet for å nyttiggjøre seg strøm i sin private og forretningsmessige rolle. Nettleien må derfor fordeles slik at det i minst mulig grad påvirker kundenes private økonomi.

Vannkraftens overskudd fra grunnrente er derfor hovedkilden til å finansiere nettet helt fram til strømkundene (både husholdning og næringsliv). Når NVE har valgt utformingen dagens nettleie er ikke dette forankret i lovens regler, men er direktoratets vurdering.

Norsk kraftomsetning er markedsbasert, og de juridiske prinsippene må da følge markedsøkonomiske prinsipper. Det innebærer at infrastrukturen (nettet) må finansieres basert på markedsøkonomiske prinsipper som sikrer at kostnadene for infrastrukturen i minst mulig grad skaper økonomisk ulempe for de aktørene (også forbrukerne) som er avhengige av nettet for å nyttiggjøre seg strøm i sin private og forretningsmessige rolle. Nettleien må derfor fordeles slik at det i minst mulig grad påvirker kundenes private økonomi.

Vannkraftens overskudd fra grunnrente er derfor hovedkilden til å finansiere nettet helt fram til strømkundene (både husholdning og næringsliv). Når NVE har valgt utformingen dagens nettleie er ikke dette forankret i lovens regler, men er direktoratets vurdering.

Strømleverandørene har ingen forankring i energiloven.

Strømleverandørene er finansielle mellommenn som er gitt en rett (uavhengig av energiloven) til å være finansielle aktører som skaper sine inntekter basert på husholdningenes manglende kompetanse på markeder.

Energiloven er basert på en fysisk strømforvaltning. Kraftmarkedets priser dannes kontinuerlig (på timesbasis) og leveres fysisk til kundene i samme «sekund» som kraft produseres. Forarbeidet til energiloven forutsetter timesmåling for likebehandling av produsenter og forbrukere. Et slikt system etablerte NVE først i 2019. Det forsinket og svekket fremdrift i energioptimering i 25 år.

Strømleverandørenes rolle er ikke forankret i energiloven, men etablert av NVE som finansielt mellomledd som erstatning for fravær av timesmåling. Forbrukerne fratras informasjon om verdien av sine forbrukertiltak (ENØK), men gir strømleverandørene penger de bruker til finansiell spekulasjon som gir dem ekstragevinst på bekostning av kundene.

Dagens strømleverandører må fjernes som finansielt ledd mellom produsent og forbrukere.

Behovet for en samfunnsmessig plan for utvikling av kraftsystemet

Kraftbehovet i Norge varierer over tid. Store kraftintensive næringer har stabilt forbruk over uker og måneder. Mye annet næringsliv har sterkt behov for mye kraft i deler av dagene. Det meste av næringsliv har størst etterspørsel i arbeidstiden og perioder med mye og lite behov for strøm. Husholdningene har et annet mønster enn næringslivet og bruker mindre når de er på jobb, men mye i de perioder av uken og døgnet hvor de trenger strøm til matlaging og andre fritidssysler. Om vinteren er kald vil god tilgang på strøm være en helt sentral faktor for trivsel i hjemmene. Det er viktig at vi utvikler et system for prising og transport av strøm som tilfredsstiller disse behovene. Kraftproduksjonen i Norge har i de fleste tilfeller et produksjonsmønster som avviker betydelig fra det samlede timesvise behov i «de tusen hjem» og i det næringsliv som gir oss vår velferd.

Da vannkraften ble etablert som en sentral energikilde i Norge for drøyt 100 år siden ble utformingen av anleggene sterkt preget av kundenes variasjon i strømbehov. Vannmagasinene ble bygget store nok til å tilfredsstille behovet. Men store variasjoner i nedbør mellom ulike deler av landet skapte behov for samarbeid mellom kraftselskapene. Strømnett ble utarbeidet for å sikre forsyning fram til forbrukerne og har i dag vokst fram til det nasjonale sentralnett.

Vindkraften er i dag blitt ett vesentlig bidrag til strømforsyningen, men kontroversielt i forhold til de naturinngrep som all kraftproduksjon i større eller mindre grad påfører oss. Vindkraften har ikke noe eget lager for å lagre kraft fra dager med mye vind til vindstille dager hvor temperaturen om vinteren ofte faller og fører til økt strømbruk til oppvarming. Vindkraften kan gi verdifull tilgang på energien vi trenger, men må da få «hjelp» fra energi lagret i vannkraftens magasiner slik at de drar nytte av den felles stabile strømpris vi trenger i Norge.

Også andre produksjonsmetoder for strøm trenger samspillet med vannkraften for å bidra til stabil og leveringssikker strøm. Solceller bidrar når det er sol. Den viktige faktoren i vårt kraftsystem som sikrer samspillet mellom produksjon og forbruk har til nå, og vil også være det i fremtiden, vært vannmagasiner. I fremtiden kan også strømbatterier bidra.

Kraftmarkedet for strøm har en sentral rolle i å binde ulike typer kraftprodusenter med ulike typer strømbrukere. Men et slikt samspill forutsetter en økonomisk systemvurdering av alternativene som gir incentiver til god og rettferdig utvikling av kraftsystemet i fremtiden. Det er ikke en eller et fåtall tiltak som skal sikre våre strømkonometri, men en prioritering som balanserer de ulike alternativenes økonomi og naturkonsekvenser i et felles system.

Et eksempel på en slik ordning ble etablert på 80-tallet gjennom Samlet Plan for vassdrag hvor nye prosjekter ble sortert etter økonomisk nytte for hele kraftsystemet og ulik grad av konsekvenser for norsk natur og samenes rettigheter. Dette systemet ble avvirket i 2013 og NVEs tiltak for et lignende system for vindkraft fikk ingen klar rolle i utviklingen av kraft.

Det sentrale punktet er å kunne kombinere norsk behov for tilstrekkelig og sikker varierende strøm med en langsiktig verdisetting av norsk natur og norske borgers allemannsrett til å nyte norsk natur uten skjæmmende kraftanlegg. Det må da legges systematisk til rette for at tiltak som begrenser belastningen på norsk natur og gir en strømkostnad som inkluderer effektivisering av den nytten strømmen kan gi hos forbrukerne.

Dette forutsetter at energipolitikken må baseres på en likeverdig prioritering av både

- Vannkraft
- Vindkraft
- Solceller og andre typer strømproduksjon
- Energiøkonomisering hos både husholdning og næringsliv

Hensyn til både energikostnad og naturkonsekvenser må vurderes for hvert enkelttiltak og legges til grunn for en nasjonal prioritering av beslutning om offentlige tiltak og konsesjonstillatelser.

Hensyn til norsk natur for fremtidens generasjoner må stå øverst på prioriteringslisten sammen med miljøvennlige enøktiltak. En slik fremtids strategi må ha som mål en nasjonal strømforsyning til en lavest mulig kostnad i balanse med en lavest mulig belastning av norsk natur.

Kraftutbygging for eksport må ikke føre til økt strømkostnad for norske strømkunder og ikke svekke norsk natur for fremtidige generasjoner.

Sluttkommentarer

Etableringen av konsesjonsloven i begynnelsen av forrige århundre setter en klar ramme for at kraftutbygging i Norge har som sitt primære formål å sikre norsk kraft til nytte for norsk næringsliv og norske husholdninger.

Dagens organisering av utenlandshandelen avviker sterkt fra forutsetningen som lå til grunn for gjennomføring av energiloven hvor OED forpliktet seg til å videreføre samkjøringens tidligere ordning. De «fysiske» forutsetningene for norsk leveringssikkerhet er endret uten at dette er tatt opp som lovendring. De to viktigste avvik fra forutsetningene da energiloven bli vedtatt er at

- vannet i magasinene ikke lenger har en rolle for norsk leveringssikkerhet
- eksporten er ikke lenger begrenset for å sikre at vannet kommer Norge til gode

I tillegg er vi gjennom samarbeidet med EU trukket inn ACER samarbeidet som i all hovedsak dreier seg om en utvikling av det norske kraftsystemet i tråd med økonomiske prinsipper tilpasset EUs organisering av kraftsystemet. De grunnleggende fysiske prinsippene for nasjonale leveringssikkerhet i den norske energiloven overstyrer da i økende grad av økonomiske og markedsmessige forutsetningene som vi har «importert» fra EU. Dette bryter klart med forutsetningen for en stabil og langsiktig leveringssikkerhet og gunstig strømpris til norske kunder slik det var forutsatt i forarbeidene til energiloven.

Energilovens formål om samfunnsmessighet krever et helhetssyn i forvaltningen av kraftsektoren slik kraftutbygging skal sikre et balansert hensyn til økonomien for både norske innbyggere, industri og kraftproduksjon.

Vannkraftens grunnrente representerer betydelige verdier for det norske samfunn og er i praksis statens eiendom som må brukes til å betale strømkunderenes nettleie.

Samfunnsmessighet betyr også at det i den økonomiske utviklingen av kraftsektoren må tas et bredt og likeverdig hensyn til norske fordelings spørsmål, naturvern, husholdninger og næringsliv.

ENØK hos husholdninger må prioriteres og realiseres før det gis konsesjon til ny kraftproduksjon.

Klimahensynet i energipolitikken må prioritere energiøkonomi og sikre opptak av CO2 i det norske skogbruket før det gis konsesjon til strømproduksjon som ledd i en generell elektrifisering av energisektoren.



Vedlegg 3) Kjell Brygfeld: «Norge og EUs energiunion/Storbritannia»

1 Innledning

Den offentlige samtalen om hvordan man skal møte, og evt. regulere, den nye situasjonen med usikkerhet i forsyningen av kraft til norske forbrukere og med en sterk og akselererende økning i kraftprisene på Sør-, Sørvest- og Østlandet står i stor grad i stampe og beveger seg i faste spor uten at det så langt er kommet fram mange konkrete forslag til løsninger. Frontene innebærer i grove trekk at den ene side ønsker å gripe inn politisk i kraftmarkedet og regulere produksjon, priser og overføringer, mens den andre siden vil avhjelpe situasjonen med kraftstøtteordninger til husholdninger og næringsliv.

I denne situasjonen er det viktig å kjenne rammebetingelsene for hvordan dette markedet fungerer, men ikke minst i hvilken utstrekning det er mulig å gripe inn politisk for å regulere forskjellige sider av markedet. I dette avsnittet vil jeg i en grov skisse forsøke å beskrive disse sidene av markedet for kraft for kanskje dermed å kunne vurdere hvilket handlingsrom politikerne har for å gripe inn med reguleringer.

1.1

I EØS-området har vi et felles (indre) marked der kraft kjøpes og selges på markedsmessige vilkår som andre varer – og der kraften overføres dit som det er mulig å overføre den. I dette marked gjelder altså ingen andre regler enn at kraften flyter dit den er dyrest så lenge overføring er mulig. Dette skjer uten nasjonal politisk eller administrativ kontroll. Priskontrollen er erstattet med en børs (Nord Pool) der kraften prissettes og omsettes og kraftutvekslingen skjer under overvåking av et administrativt organ som er fullstendig unndratt politisk kontroll «Reguleringsmyndigheten for energi» (RME). Uavhengigheten til den nasjonale reguleringsmyndigheten er behandlet i EU-domstolen.¹ Det har vært utveksling av synspunkter mellom ESA og OED på spørsmålet om uavhengigheten til den norske reguleringsmyndigheten. Selv om RME har nasjonale oppgaver er RME opprettet som en følge av norsk tilslutning til regelverket i EUs energiunion, og RME har plikt til å gjennomføre EUs energipolitikk så langt som Norge er forpliktet. Dette framgår av Indremarkedsdirektivet art 37(d) som slår fat at RME skal

d) Overholde og gjennomføre alle relevante juridisk bindende beslutninger fra Byrådet og Kommisjonen²

Dette direktivet inngår i en pakke med regelverk som oppdaterer sentrale deler av det regelverk som ble gjennomført i EØS ved Energimarkedspakke III. Praktisk sett vil det si at de sentrale forordninger og direktiv som gjelder i EØS ikke lenger gjelder i EU. Praktisk sett reguleres altså energimarkedet i EU og EØS av to forskjellige regelverk som er delvis compatible. Hvordan dette skal gjennomføres i praksis gjenstår å se.

Dette er hovedregelen, og et kompliserende element i denne sammenhengen er ordningen med «sumrestriksjoner» på mellomlandsforbindelser som gir anledning til å la kraft flyte fra et «høyprisområde» gjennom et «lavprisområde» til et område med enda høyere pris. Det etableres «tuneller» eller «bruer» der kraften fraktes gjennom et «lavprisområde» til et område der den «trenges» mest. Dette er et felt under utvikling.

1.2

Hvordan henger markedssystemet rundt kraftforsyning i Norge sammen? I Norge har vi, etter energiloven ble innført i 1991, et rent markedsbasert kraftsystem. I første omgang var det geografisk avgrenset til Norden gjennom et mindre antall nettforsbindelser med Sverige (og en forbindelse til Russland) og kabel til Danmark. Ved ikrafttredelsen av EØS-avtalen i 1994 ble kraftmarkedet i prinsippet utvidet til å gjelde hele EØS-området, men fortsatt var markedet praktisk avgrenset til Norden på grunn av begrensningene i mulighetene til å utveksle kraft med Kontinentet og/eller UK. Dette ble først mulig ved etableringen av kabler mellom Norge og Kontinentet/UK. Utviklingen av kraftmarkedet som et indre marked i EU har først skutt fart i løpet av de siste 15-20 årene gjennom vedtak av flere forordninger og direktiver som skal bidra til et indre energimarked. Men, hvordan fungerer dette markedet - i korthet beskrevet?

1.3

For det første fastsettes prisen fra time til time på elektrisitet av kraftbørsen Nord Pool for en rekke «soner» eller «prisområder». Dette kan være Sørvest-Norge, Tyskland eller UK. Markedet skal da føre til at kraften flyter dit prisen er høyest, og på lang sikt er det energibyrået ACER og EU-kommisjonens målsetting at prisen skal utjevnes

1. C-718/18 (Kommisjonen mot Tyskland) og C-767/19 (Kommisjonen mot Belgia)

2. Europaparlaments- og rådsdirektiv 2009/72/EF av 13. juli 2009 om felles regler for det indre marked for elektrisk kraft og om oppheving av direktiv 2003/54/EF [Elektrisitetsdirektivet 2009 (tredje energimarkedspakke)]

og bli lik i alle prisområdene.

1.4

For det annet fastsetter *avtalefestede* regulatoriske bestemmelser de juridiske rammevilkårene for kjøp og salg av kraft i dette markedet over landegrensene. Dette gjelder for Norges del *EØS-avtalen* og *Frihandelsavtalen/UK* som bestemmer at kraft er en vare som skal kunne omsettes fritt i hele markedsområdet, det være seg EØS-området eller UK-Norge. Omsetningen skal kunne foregå uten at legges hindringer i veien, det være seg toll/avgifter på grensekryssende omsetning eller nasjonale kvalitative eller kvantitative restriksjoner på kjøp og salg av kraft.

1.5

Elektrisk kraft er ferskvare som må brukes straks den produseres. Derfor må det foreligge muligheter for å transportere krafta fra produsent/selger til kjøper. I den sammenheng har mellomlandsforbindelsene (kablene) gjort markedene for kraft for Norges del vesentlig større enn tidligere. Muligheten til å utveksle kraft mellom Norge og Kontinentet/UK har endret markedssituasjonen på grunnleggende vis.

1.6

Det er kombinasjonen av disse elementene som er bestemmende for hvor mye vi skal betale for kraft i Norge. Kraft skal kjøpes og selges uten hindringer i hele Europa, prisen på kraft i forskjellige deler av kraftmarkedet fastsettes på børs, og nasjonale transmisjonssystemer og mellomlandsforbindelser medfører at krafta faktisk sett kan overføres innenfor de rammer som transmisjonsnettene og kablene tillater.

Vi ser da straks et par åpenbare problemstillinger. Når etterspørselen etter kraft er stor gjelder det å produsere mest mulig, slik som vi har vært vitne til fra sist vinter, og når overførings-kapasiteten er tilstede flyter kraften dit prisen er høyest. Dermed «smitter» prisene over fra områder med stor etterspørsel til områder med lavere etterspørsel. Dette har vi sett effekten av etter at kraftsituasjonen på Kontinentet/UK har forverret seg fra vinteren 2021 og kablene åpnet for overføring av kraft fra Norge.

Umiddelbart kan det se ut som det er viktig for produsentene å balansere sitt dag-til-dag kraft-tilbud slik at prisene er lavere i tilliggende prisområder enn der produksjonen skjer. Dermed får man solgt mest mulig kraft med betydelige slags- og flaskehalsinntekter. Å kunne balansere tilbudet av kraft på de enkelte dager krever naturligvis betydelig innsikt i alle sider i markedet, noe en stor markedsaktør som f.eks. Statkraft har.

Vi skal se nærmere på disse elementene og sammenhengen mellom dem.

1.7

Før vi gjør det kan det være relevant å stille spørsmål ved grunnen til at utveksling av kraft gjennom kablene til utlandet kalles for *import og eksport* av kraft? Eller som politikerne argumenterer; kablene brukes til eksport av kraft når vi har overskudd og import av kraft når vi trenger det. Slik har det nok vært en gang, men hvorfor er det behov å bruke disse begrepene i dag når kjøp, salg og transmisjon skjer innenfor et og det samme marked? Kan det ha med behovet for å skape en illusjon om at denne «importen og eksporten» skjer planmessig og under en form for kontroll, administrativt eller politisk – evt. styrt av markedsaktørene ut fra en planmessig styring av forsyningen til norske forbrukere og industri – og at dette markedet kan styres eller reguleres politisk?

1.8

Innledningsvis bør det sies noen ord om energilovens som ble vedtatt i 1990 og som trådte i kraft 1. januar 1990. Lovens formål var å sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, jfr. lovens § 1-2. Her står samfunns-økonomiske beregninger sterkt, men det skal også legges vekt på andre, ikke-kvantifiserbare hensyn som natur og miljø.

Ved denne loven ble elektrisk kraft gjort til en vare i et marked der prisen ble satt av en børs. Loven åpnet for et fritt kraftmarked hvor elektrisk energi kjøpes og selges, slik at prisfast-settelsen styres av tilbud og etterspørsel. Dermed blir også utviklingen av kraftsystemet mer markedsstyrt og mindre avhengig av prognoser og politiske vedtak.

Markedsordningen gjaldt først og fremst for profesjonelle aktører. I forbrukermarkedet hindrer den ikke staten fra å etablere støtte- eller utjevningsordninger.

Energiloven pålegger det lokale energiverket leveringsplikt, mens forbrukeren selv kan velge leverandør. Energiloven med forskrifter tar i dag opp i seg de endringer regelverk på energisektoren som genereres fra EU og til Norge gjennom EØS-avtalen, og den siste store endringen skjedde i forbindelse med gjennomføringen av Energimarkedspakke 3.

2 Introduksjon til EØS-avtalen

Helt sentralt i vår energipolitikk er EØS-avtalen som har ført Norge inn i et felles marked for grensekryssende utveksling av varer, tjenester, personer og kapital uten nasjonale hindringer.

2.2 Avtalens bakgrunn og forhistorie

Gjennom EØS-avtalen (LOV-1992-27-109 i kraft 01.01.1994) mellom Norge og EU-landene ble EU-retten – *acquis communautaire* – gitt virkning i Norge på en rekke livs-/samfunns-områder ved at EU-retten, så langt EØS-avtalen rekker, ble innlemmet i norsk rett jfr. Art 7, jfr. Art 6.

Avtalen bygger på et topilarsystem der hovedprinsippet i EØS er at Efta og EU utgjør to pilarer i samarbeidet.

2.3 Avtalens struktur og hovedinnhold

Avtalen er bygd opp gjennom ett kapittel, Del I, om avtalens formål og prinsipper, deretter følger nærmere regulering av «de fire friheter» - dvs. grunnreglene i avtaleforholdet, Del II, for det indre marked – det vil si den uhindrede adgang det skal være for utveksling av varer, tjenester, kapital og personer over landegrensene. Avtalen regulerer markedstilgang, konkurranse, statsstøtte og inngrep i den fri utveksling av kapital, tjenester, varer og personer fra nasjonale myndigheter.

2.4 Organisatoriske bestemmelser m.v. og organene i EØS-samarbeidet

Etterlevelse av EØS-avtalen ivaretas av et eget overvåkingsorgan, Efta Surveillance Authority (ESA). Tvister løses av en egen domstol (EFTA-domstolen) som også gir råd om forståelsen av avtalen. EØS-avtalens dynamikk, dvs. endringer i avtalen på grunnlag av ny EU-lovgiving ivaretas av den partssammensatte EØS-komiteen.

2.5 EØS-loven

Norge er altså forpliktet til å praktisere lovgiving som er gjennomført gjennom EØS-avtalen i samsvar med praksis i EU, jfr. EØS-avtalen Art. 6.

Avtalens materielle innhold, dvs. den EU-lovgiving som ble gjort til norsk rett gjennom EØS-loven, finnes i til sammen 22 vedlegg som lister opp forordninger og direktiver som skal gjennomføres i norsk rett. For vårt formål er vedlegg IV, som omhandler energisektoren, det sentrale vedlegg. Vedlegget inneholder lovgiving på energiområdet, bl.a. markedslovgiving for transport av olje og gass. Vedlegget knytter an til reglene om det frie varebytte i «indre-markedsbestemmelsene» i avtalens Del II Kapittel 1 gjennom EØS-avtalens art. 24,

EØS-avtalen er dynamisk, det vil si at ny EØS-relevant lovgiving (rettsakter) i EU skal gjennomføres også i Norge gjennom avtalens mekanisme. Dette følger av avtalens art. 7. Denne «ajourføringen» av avtalen gjennomføres etter avtalens art. 102. EØS-relevant lovgiving vil si ny lovgiving innenfor saksområdene i de enkelte vedlegg til avtalen. Dette kan være nye for-ordninger og direktiver innenfor saksområdet eller endringer i eksisterende lovgiving.

Som vi kommer tilbake til gjelder dette «Energimarkedspakkene» som utfyller lovverket i den opprinnelige lovgivningen i Vedlegg IV. Energimarkedspakke 3 med ACER-forordningen er nettopp et eksempel på slik «ajourføring» av EØS-avtalen med følger for norsk rett. Energi-markedspakke 4 er neste «pakke» av regler som er relevant for innlemmelse i norsk rett. De to siste «pakkene» tjener, i relasjon til Norge, først og fremst det formål å strømlinjeforme trans-misjonen av kraft over landegrensene, og opprettelsen av energibyrådet ACER som fungerer som et direktorat for EU på energiområdet.

2.6 Fra EU-lovgiving til norsk lov

EØS-loven regulerer forholdet mellom nasjonalt generert lovgiving og lovgiving «importert» fra EU gjennom EØS-avtalens system.

Den nasjonale behandling av regler som kommer fra EU, som altså normalt ender med formell lov eller forskrift, avviker betydelig i forhold lovgiving generert på internt nasjonalt grunnlag. Selv om EØS-avtalen gir Norge innflytelse på innhold og utforming av rettsakter i EU skal forordninger som innføres gjennomføres som lov etter sin ordlyd, direktiver skal gjennomføres som forskrift med nasjonal tilpasning og utforming, jfr. art. 7.

Gjennomføringen i norsk rett skjer ved at nytt EØS-relevant EU-regelverk behandles i EØS-komiteen, jfr. EØS-avtalens art. 98 gjennom en enstemmig beslutning jfr. art. 93, nr. 2.

Etter at EØS-komiteen har truffet sin beslutning om gjennomføring av rettsakter fra EU i norsk rett går behandlingen over til nasjonale organer. Dersom det er nødvendig med ny lovgiving må Stortinget samtykke. For lovgiving som gjennomføres i forskrifter er det normalt tilstrekkelig med at Stortinget orienteres.

2.7 «Vetoretten»

Kravet til enstemmighet i EØS-komiteen er formelt sett den såkalte «vetoretten» Norge har når det gjelder gjennomføring av EØS-regelverk i norsk rett. Dersom man ikke kommer til enighet om gjennomføring av endringer i et vedlegg iverksettes det en prosess i samsvar med art. 102 som kan medføre at den berørte del av det aktuelle vedlegget settes midlertidig ut av kraft.

2.8 Fri bevegelse av varer

La oss først slå fast at EØS-avtalen ikke berører norske myndigheters suverenitet når det gjelder forvaltning av Norges naturressurser (petroleum, vann, vind etc.) eller valg av energiforsyning.

Fri bevegelse av varer (samt tjenester, kapital og personer) i et «indre marked» er i dag en sentral del av EU-samarbeidet. Prinsippet er traktatfestet i «Traktaten om Den europeiske unions virkemåte» (TFEU) art. 26 som lyder:

- 1. Unionen vedtager foranstaltninger med henblik på oprettelse af det indre marked eller sikring af dets funktion i henhold til de relevante bestemmelser i traktaterne.*
- 2. Det indre marked indebærer et område uden indre grænser med fri bevægelighed for varer, personer, tjenesteydelser og kapital i overensstemmelse med bestemmelserne i traktaterne.*
- 3. Rådet fastlægger på forslag af Kommissionen de retningslinjer og betingelser, der er nødvendig for at sikre afbalancerede fremskridt i alle berørte sektorer.*

Innholdet i denne bestemmelsen er inntatt i EØS-avtalens artikkel 1.

Målsettingen i EU for energimarkedet er også klar:

According to the Energy Union (2015), the five main aims of the EU's energy policy are to:

(:::)

Ensure the functioning of a fully integrated internal energy market, enabling the free flow of energy through the EU through adequate infrastructure and without technical or regulatory barriers.³

I denne sammenheng er det viktig at det skjedde en betydelig utvidelse av EU sin kompetanse på energifeltet da integrasjonen i EU-samarbeidet ble gjort bredere og dypere gjennom vedtaket av Lisboa-traktaten i desember 2007. For energifeltet ble det nå overlatt til gjennom flertallsvedtak å treffe beslutninger på følgende områder:

The Treaty explicitly provides for qualified majority voting for energy policy measures aiming at:

- ensuring the functioning of the energy market;*
- ensuring security of energy supply in the Union;*
- promoting energy efficiency and energy saving and development of new and renewable forms of energy;*
- promoting the interconnection of energy networks.*

In this context, the Treaty also explicitly recognises Member States' right to determine the conditions for exploiting their energy resources, their choice between different energy sources, and the general structure of their energy supply.⁴

Denne endring har direkte innflytelse på Norges energipolitikk ved at flertallsvedtak om ny lovgivning på energiområdet skal gjennomføres i EØS-avtalen.

TFEU (art. 170) inneholder også bestemmelser om utvikling av transeuropeiske nett for energi-sektoren. Bestemmelsen om det frie varebytte i TFEU er inntatt i EØS-avtalen art. 8. I art. 11 og 12 finner vi også de sentrale bestemmelsen som setter forbud mot såkalte kvantitative og kvalitative restriksjoner på import og eksport av varer, herunder elektrisk kraft.

I praksis betyr dette at partene i EØS-avtalen i prinsippet ikke kan legge begrensninger på kjøp og salg av elektrisk kraft, f.eks. i form av volumbegrensninger eller maksimalpriser.

EØS-avtalens artikkel 13 inneholder imidlertid en «beskyttelsesklauseul» som gir nasjonalstatene, under gitt omstendigheter, adgang til å iverksette restriksjoner, den lyder:

3. Fact Sheet on the European Union og EU-Kommisjonens hjemmeside.

4. COM(2019) 177 final. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL AND THE COUNCIL. A more efficient and democratic decision making in EU energy and climate policy.

Bestemmelsene i artikkel 11 og 12 skal ikke være til hinder for forbud eller restriksjoner på import, eksport eller transitt som er begrunnet ut fra hensynet til offentlig moral, orden og sikkerhet, vernet om menneskers og dyrs liv og helse, plantelivet, nasjonale skatter av kunstnerisk, historisk eller arkeologisk verdi eller den industrielle eller kommersielle eiendomsrett. Slike forbud eller restriksjoner må dog ikke kunne brukes til vilkårlig forskjellsbehandling eller være en skjult hindring på handelen mellom avtalepartene.

Skrankene for bruken av denne bestemmelse kan illustreres ved følgende melding fra EU-Kommisjonen:

Some Member States are considering to temporarily lower electricity prices, by introducing a reference price of gas used for electricity generation. Any such measures need to be designed in a way compatible with EU Treaties, in particular with no restriction of cross border exports and with State aid rules being respected. Finally, in these exceptional circumstances, congestion revenues could be used to finance emergency measures for consumers.⁵

Endelig gir EØS-avtalens artikkel 123 en part adgang til å treffe tiltak «som den anser vesentlig for sin sikkerhet i tilfelle av alvorlig indre uro som truer den offentlige orden».

I praksis skal det svært mye til for at disse bestemmelsen skal kunne utløse beskyttelsestiltak. De er en rikholdig praksis fra EU-domstolen for hva som generelt sett tillates på nasjonalt nivå. Denne praksis er imidlertid ikke til hinder for at EU (f.eks. Kommisjonen) vedtar tiltak som kan begrense markedskreftenes styring av priser og omsetning av kraft.

Situasjonen i Norge i dag er neppe der at det er grunnlag for beskyttelsestiltak, f.eks. i form av begrensninger i bruken av overføringskablene. Dette synes å være bekreftet av NVE/RME i pressemelding om vurdering av handlingsrommet for mulige begrensninger av overføring av kraft til utlandet:

EØS-avtalen åpner for eksportrestriksjoner når relevante hensyn tilsier det. Etter RMEs syn er forsyningssikkerhet et slikt relevant hensyn, mens beskyttelse mot høye priser ikke er det. Hvis en restriksjon skal være lovlig, må den være egnet til å bedre forsyningssikkerheten, og den må være forholdsmessig. Et viktig element i den vurderingen er at den ikke skal gå lenger enn det som er nødvendig for å oppnå tilstrekkelig forsyningssikkerhet.⁶

3 Frihandelsavtalen/UK m.v.

Denne avtalen bygge på de samme prinsipper som EØS-avtalen, dvs. fri bevegelse av varer, herunder kraft, uten restriksjoner, men har andre mekanismer for etterlevelse og kontroll enn EØS-avtalen. Avtalen etablerer ikke et felles marked men regulerer handel og andre forhold som tjenester, personer og kapital på en avtalebasert ordning innenfor rammen av WTO og GATT.

Kontrollen med etterlevelsen av avtalen er det i første rekke partene som sørger for, og tvisteløsning skal i stor grad skje i samarbeidsordninger, men kan ende i voldgiftsordninger. Avtalen er oppsigelig med ett års oppsigelsesfrist.

Det er inngått en egen avtale for kabelen mellom Norge og UK, «North Sea Link», som bygger på markedsbasert, transparent og ikke-diskriminerende kapasitetsallokering og flaskehals-håndtering. I denne avtalen lyder den sentrale del slik (Artikkel 4):

1. Med formål om å sikre effektiv bruk av North Sea Link og å redusere barrierer for grensekryssende handel mellom partene, skal hver part sikre at:

(a) Kapasitetsallokering og flaskehals-håndtering på North Sea Link er markedsbasert, transparent og ikke-diskriminerende.

(b) Maksimal tilgjengelig kapasitet på North Sea Link blir gjort tilgjengelig, tatt hensyn til:

i. behovet for sikker systemdrift, og

ii. mest mulig effektiv bruk av systemene.

(c) Kapasitet på North Sea Link som har blitt allokert, kan bare blir begrenset i nødssituasjoner, og slike begrensninger skal gjøres uten forskjellsbehandling.

(d) Med forbehold om punkt 2, skal det ikke pålegges nettavgifter på individuelle transaksjoner på, og ingen minstepriser for bruken av, North Sea Link.

(e) (:::)

5. Questions and Answers on the Commission Communication on Short-Term Energy Market Interventions and Long Term Improvements to the Electricity Market Design

6. Pressemelding 22.08.2022 gjengitt fra hjemmesiden til NVE-RME

4 Prising av elektrisk kraft

Hvordan fastsettes priser på elektrisk kraft? Dette er forklart slik på Nord pool sin hjemmeside:

4.1 Bidding areas

The day-ahead market is an auction where power is traded for delivery each hour the next day. The Nord Pool markets are divided into several bidding areas. The available transmission capacity may vary and congest the flow of power between bidding areas, and thereby different area prices are established.

When all customers have submitted their orders, equilibrium between the aggregated supply and demand curves is established for all bidding areas. System and area prices are calculated and published.

The system price is calculated based on sale and purchase orders disregarding available transmission capacity between bidding areas in the Nordic market. The system price is the Nordic reference price for trading and clearing of most financial contracts.

For each Nordic country, the local TSO decides which bidding areas the country is divided into. The number of Norwegian bidding areas can vary, today there are five bidding areas. Eastern Denmark and Western Denmark are always treated as two different bidding areas. Finland, Estonia, Lithuania and Latvia constitute one bidding area each. Sweden was divided into four bidding areas on in 2011.

In Germany there are 4 bidding zones, but they always have the same price.

The different bidding areas help indicate constraints in the transmission systems, and ensure that regional market conditions are reflected in the price. Due to bottlenecks in the transmission system, bidding areas may get different prices called area prices. When there are constraints in transmission capacity between two bidding areas, power will always go from the low price area to the high price area. This principle is right for society: the commodity ought to move towards the high price where the demand for power is the highest.⁷

Som det framgår har vi fem soner for prissetting i Norge. Disse er fastsatt av Statnett og er NO 1 (Østlandet), NO 2 (SV-landet), NO 3 (Møre-Trøndelag), NO 4, (Nord-Norge) og NO 5 (Vestlandet). Som det framgår fastsettes prisen på kraft time for time i det påfølgende døgn ved at produsentene varsel til auksjonen hva produksjonen (tilbudet) vil være, dette sammenholdes med etterspørselen som da avgjør prisen. Prisen fastsettes av en algoritme.

Det ligger dermed i systemet at kjøpere av kraft vil kjøpe der kraften er billigst. Mulighetene til å transportere kraften er dermed avgjørende for hvor den havner. Som Nord Pool skriver: *When there are constraints in transmission capacity between two bidding areas, power will always go from the low price area to the high price area. This principle is right for society: the commodity ought to move towards the high price where the demand for power is the highest.*

4.2 Kablene

Det norske nettet for overføring av kraft er knyttet til utlandet med i alt 17 kabler. Av disse knytter Norge seg til Russland og Sverige med 13 kabler som har vært i drift i en årrekke basert på utveksling av kraft først og fremst i samsvar med våre klimatiske forhold og kraftsituasjonen langs grensen mellom Norge og Sverige.

Det er i tillegg fire kabler som knytter Norge opp mot prisområder utenfor Norge, dvs. prisområder i Danmark, Tyskland, Nederland og UK. I de norske sonene er det altså NO 1 og NO 2 som har kabelforbindelser med kapasitet av betydning til utlandet. Disse kablene gir mulighet til utveksling av kraft mellom prisområdene. Overføringskapasiteten mellom sonene er begrenset, særlig mellom NO 3 og NO 4 og de øvrige prisområdene. Dette betyr at det kan være ekstreme forskjeller i prisen på kraft mellom NO 1, 2 og 5 og NO 3 og 4.

Utteksling av kraft skal skje på markedsmessige betingelser, og i den anledning er det utarbeidet retningslinjer for dette i samsvar med EU-forordning 714/2009 som er gjennomført i Norge gjennom innføringen av Energimarkedspakke 3:

RETNINGSLINJER FOR FORVALTNING OG TILDELING AV TILGJENGELIG KAPASITET I OVERFØRINGSFORBINDELSER MELLOM NASJONALE NETT

1. Alminnelige bestemmelser

1.1 Operatører av transmisjonsnett (TSO-er) skal bestrebe seg på å godta alle kommersielle transaksjoner, herunder slike som innebærer handel over landegrensene.

7. <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Bidding-areas//>

1.2 Dersom det ikke forekommer noen flaskehals, skal ikke tilgangen til overføringsfor-bindelsen begrenses. Dersom det vanligvis ikke forekommer noen flaskehals, er det ikke nødvendig med en permanent alminnelig framgangsmåte for å gi tilgang til en overføringstjeneste over landegrensene.⁸

Kort om forordning 714/2009 (Grensehandelsforordningen)

Formålet med forordningen «er å fastsette rettferdige regler for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og dermed øke konkurransen på det indre marked for elektrisk kraft, idet det tas hensyn til de nasjonale og regionale markeders særtrekk».

Forordning (EF) 714/2009 har bestemmelser som gir EU-kommisjonen hjemmel til å vedta bindende regelverk som utfyller og supplerer bestemmelsene i forordningen, såkalte nettkoder og retningslinjer. Kodene skal vedtas etter en prosess som involverer ACER og ENTSO-E⁹. Formelt har kodene form av forordninger som inneholder mer detaljerte bestemmelser om marked, tilknytning og systemdrift mv.

Proseduren for å vedta nettkoder og bindende retningslinjer er regulert i forordningens artikkel 6. Innenfor prioriterte saksområder gitt av Kommisjonen, skal ACER gi retningslinjer om rammene for utarbeidelse av nærmere regelverk. Kommisjonen ber deretter ENTSO-E om å utarbeide et forslag til nettkoder, som ACER gjennomgår og gir en uttalelse til. Nettkodene vedtas av Kommisjonen etter prosedyren for komitologi, jf. artikkel 23.

Nasjonale reguleringsmyndigheter skal sørge for at reglene i denne forordning og de Retningslinjer som vedtas på grunnlag av forordningen, overholdes heter det i fortalen til forordningen, avsnitt 25

Praktisk nytte

At kablene er sentrale i europeisk kraftutveksling illustreres godt av meldingen fra Deutsche Bahn:

Deutsche Bahn is securing the transition to a completely green power supply with the help of new suppliers: Starting in 2023, hydropower from Norway will make the traction current mix in Germany even more sustainable. The Mågeli hydroelectric power plant in southern Norway is set to supply Deutsche Bahn with almost 190 gigawatt hours of green electricity annually for a ten-year period. It is all made possible by the Nordlink North Sea cable, which has provided a direct connection between the Norwegian and German power grids since April.¹⁰

Selv om dette nok er en såkalt «opprinnelsesgaranti» for fornybar kraft, og at knapt et eneste elektron fra Mågeli vil havne i DB sine kjøreledninger, illustrerer avtalen betydningen av det indre marked for energi og kablens betydning.

Flaskehalsinntektene

Overføringskapasiteten og prisforskjellen mellom to prisområder gir grunnlag for de såkalte «flaskehalsinntektene» som er inntekter oppstår når kraft overføres mellom områder med forskjellig kraftpris. Inntektene deles 50/50 mellom Statnett og partner i nabolandet mens inntekter som oppstår som følge av kraftutveksling mellom prisområdene i Norge i sin helhet tilfaller Statnett. Akkumulerte flaskehalsinntekter for Statnett fram til og med juli 2022 var på € 1.153.700.000, altså rundt 11 milliarder norske kroner hvorav noe over halvparten kommer fra det norske nettet og resten fra utenlandsforbindelsene.

Flaskehalsinntektene er et område som interesserer ACER, og ettersom ACER har en viss kom-petanse til å påvirke bruken av disse kan det tenkes at ACER vil påvirke bruken av disse inntektene for å utvikle effektiviteten i mellomlandsforbindelsene.

Statnetts flaskehalsinntekter

Statnett hevder at kundene får lavere nettleie på grunn av eksporten og importen av kraft. I en pressemelding i september i fjor skrev Statnett: Statnetts tariff for 2022 holdes nede av handelsinntekter. Det samme synspunkt har energiminister Freiberg hevdet i Stortinget 9. mai 2019 som et svar til representanten Moxnes:

Utenlandsforbindelsene genererer samtidig flaskehalsinntekter som i sin helhet inngår som reduksjon i tariffgrunnlaget for transmisjonsnettet.

8. Retningslinjer knyttet til EUROPAPARLAMENTS- OG RÅDSFORORDNING (EF) nr. 714/2009 av 13. juli 2009 om vilkår for tilgang til nett for utveksling av elektrisk kraft over landegrensene og om oppheving av forordning (EF) nr. 1228/2003.

9. ENTSO-E er samarbeidsorganet for europeiske systemoperatører, der Statnett er med. Her deltar også flere land på Balkan som ikke er medlemmer av EU/EØS.

10. Deutsche Bahn sin hjemmeside 04.08.2022

Hvis denne fremstillingen overfor et norsk publikum var sann, ville det være et brudd med forordningens krav og for så vidt også på norsk rett, jfr. den nylige uenigheten mellom Statnett og RME om bruken av flaskehalsinntektene.

Den reviderte versjonen av forordning 714/2009 i Energipakke 4 som ble vedtatt av Stortinget i 2018 legger enda strammere føringer på og innskjerper rapporteringsplikten for flaskehalsinntektene enn det som lå i versjonen fra Energimarkedspakke 3. Flaskehalsinntektene skal brukes til å sikre at kapasitet står til rådighet gjennom utbygging, forbedring og optimalisering av linjenettet. Det blir presisert at slike formål har førsteprioritet (artikkel 19). Først når dette målet er nådd «på tilfredsstillende vis», kan resterende inntekter «tas med i betraktning» av reguleringsmyndigheten når den beregner og/eller fastsetter nettariffen. Overskytende inntekter settes inn på en separat konto i påvente av at de kan brukes til de prioriterte formålene nevnt foran. Det er RME og i siste instans ACER som vurderer om formålene er «tilfredsstillende» ivaretatt.

Utveksling av kraft

I og med at sonene NO 1 og 2 er knyttet til markedene i UK og EU, samt NO 5 indirekte, og at disse har betydelig overføringskapasitet, vil det skje overføring av kraft mellom prisområdene basert på prisforskjellene. Kablene er antakelig den faktor som har størst betydning for det høye prisnivå i Norge. Med etterspørselen fra Kontinentet og UK og et begrenset tilbud vil prisene nødvendigvis smitte over på de norske prisområdene som er knyttet til Kontinentet og UK. Så lenge prisen settes til det høyeste budet på kraft som inngis i det enkelte prisområde i dette markedet vil prisen i de norske prisområdene styres av hva kjøpere på Kontinentet eller i UK vil betale.

Dersom etterspørselen var basert på i hovedsak nasjonalt behov og de opprinnelige eldre kablene, ville den selvfølgelig føre til både lavere produksjon, men også få direkte virkning på kraftprisen, dette ser vi klare eksempler på i sonene 3 og 4 der etterspørselen er begrenset og produsentene holder produksjonen så lavt som mulig. Prisen på kraft har vært tilnærmet negativ i disse sonene.

Det er dermed nærliggende at redusert tilbud på kraft i sonene 1, 2 og 5 vil medføre økte priser i disse sonene så lenge etterspørselen er så høy på Kontinentet/i UK. Dette vil gjelde så lenge kablene gir anledning til å eksportere kraft.

5 ACER

I debatten dukker det gjerne opp argumenter rundt EUs energibyrå ACERs rolle i forhold til kraftprisene. Dette er både riktig og galt. Det er åpenbart behov for å klargjøre hva ACER er og hva slags myndighet byrået har. Først og fremst er det viktig at ACER ikke har direkte beslutningsmyndighet over norsk energipolitikk.

Hva er ACER

Energibyrået ACER ble opprettet ved Forordning 713/2009 (I Energimarkedspakke 3). I fortalen til forordningen, avsnitt 5 heter det:

Medlemsstatene bør ha et nært samarbeid og fjernehindringene for handel med elektrisk kraft og naturgass over landegrensene for å nå målene med Fellesskapets energipolitikk. På grunnlag av en konsekvensanalyse av de ressursbehovene en sentral enhet vil ha, ble det konkludert med at en uavhengig sentral enhet på lang sikt vil innebære en rekke fordeler sammenlignet med andre løsninger. Det bør opprettes et byrå for samarbeid mellom energireguleringsmyndigheter («Byrået») for å fylle hullene i fellesskapsregelverket og bidra til å sikre at de indre markeder for elektrisk kraft og naturgass fungerer tilfredsstillende. Byrået bør også gjøre det mulig for de nasjonale reguleringsmyndighetene å styrke sitt samarbeid på fellesskapsplan og å medvirke på gjensidig grunnlag til utførelsen av fellesskapsrelaterte oppgaver.

ACERs rolle er først og fremst å sørge for at grenseoverskridende handel går så knirkefritt som mulig. Dette skjer først og fremst gjennom overvåking av energimarkedet og utvikling av regler for bruken av kablene, f.eks. for kapasitetstildeling. ACER har som nevnt også en rolle når det gjelder flaskehalsbehandling, dvs. kapasitetsbegrensninger i kablene. Disse skaper, som vi har sett meget store inntekter for eierne og bruken av disse inntektene ligger innenfor ACERs domene. ACER spiller også en sentral rolle i forhold til de nasjonale reguleringsmyndighetene (RME). Disse skal drive sin virksomhet uten å kunne påvirkes av nasjonale myndigheter verken politisk eller administrativt. I den anledning er det en utveksling av synspunkter mellom ESA og norske myndigheter om det norske RME er satt opp med tilstrekkelig uavhengighet.

Gjennom de tilleggsforordninger fra Enerhimarkedspakke III som nå er vedtatt gjennomført i Norge, og gjennom Energimarkedspakke 4, som foreløpig ikke er vedtatt gjennomført i Norge, men som gjelder fullt ut i EU, vil ACERs myndighet bli betydelig utvidet.

I visse sammenhenger har ACER beslutningsmyndighet som kan influere på kraftprisene. Når slike beslutninger er relevante for Norge plikter ESA å gjennomføre beslutningen, i praksis ord for ord i Norge. Det er i relasjon til denne myndigheten som ESA har fått at det står strid om gjennomføringen av Energimarkedspakke 3 bryter med Stortingets avstemmingsregler for suverenitetsavståelse.

Dersom ACER etter hvert tar stilling til Sveriges beslutning om å begrense eksporten av kraft gjennom sine kabler, slik som svenskene har gjort, og dersom ACER kommer til at Sveriges restriksjoner på eksporten ikke er lovlig, vil det selvfølgelig åpne for at det blir svært vanskelig for norske myndigheter å utøve politisk kontroll over eksporten av kraft fra Norge.

Gjennom sin virksomhet knyttet til grenseoverskridende handel av kraft vil ACER kunne ha stor betydning for prisen på kraft i Norge.

6 Kan norske myndigheter ensidig påvirke prisen på kraft?

6.1

Umiddelbart, og slik vi har beskrevet kraftsystemet ovenfor kan man se for seg tre muligheter:

1. redusere etterspørselen
2. regulere prisen
3. påvirke produksjonen

For å vurdere disse effekten av slike løsninger må vi se bort fra de begrensninger som ligger i vår politiske handlefrihet på grunn av EØS-avtalen og avtalen med UK. La oss holde fast ved et sentralt utgangspunkt, avtaler skal etterleves etter sine ord og sin intensjon. De kan sies opp ensidig, eller de kan reforhandles, noe som forutsetter enighet mellom avtalepartene. Dersom avtaler brytes av den ene part vil det normalt iverksettes beføyelser fra den annen part. Disse kan være av forskjellig art og styrke.

EØS-avtalen

Vi har ovenfor beskrevet hvilke muligheter EØS-avtalen gir til å påvirke handelen og overføringen av kraft i det indre marked. For å gripe inn med tiltak i markedet må det foreligge en meget alvorlig samfunnsmessig krisesituasjon som gjør det nødvendig med tiltak, f.eks. prisregulering eller restriksjoner i bruken av kablene. Hvis politisk kontroll av kraftmarkedet skal kunne skje uten at det foreligger en slik krise-situasjon må EØS-avtalen sies opp helt eller delvis, evt. reforhandles. Den samme effekt kan det få dersom Stortinget ikke godkjenner Energimarkedspakke 4 som har passert EØS-komiteen.

Vi minner for ordens skyld om at kontrollen av våre ressurser fortsatt ligger i hendene på våre politiske myndigheter. Dette gjelder for eksempel regulering av vannstanden i våre vannmaga-siner av hensyn til forsyningssikkerheten. Hvilket handlingsrom myndighetene har er et spørsmål om fortolkning av EØS-avtalen med utgangspunkt i EU sin praksis på området. Hvis det blir tvist om hvorvidt et tiltak ligger innenfor myndighetenes handlingsrom vil spørsmålet måtte avgjøres av EFTA-domstolen, en domstol som i sin tur må lene seg på praksis fra EU-domstolen.

Forholdet til UK

Forholdet til avtalene med UK er i store trekk det samme som for EØS-avtalen. Avtalen må reforhandles eller sies opp dersom det skal innføres politisk kontroll med handelen av kraft eller legges restriksjoner på overføring av kraft gjennom North Sea Link.

7 Avslutning

Om tiltak som forutsetter endringer i Norges forpliktelser mot EU/UK er ønskelig eller mulig er et politisk spørsmål, men de store partiene AP og Høyre synes å ville å beholde systemet slik det er, og dermed blir det et åpent spørsmål hvor stor handlefriheten er.

For dette notatets formål legger jeg til grunn at det, på basis av sikring av forsyningssikkerheten kan finnes handlefrihet til å gjennomføre politisk styring av kraftmarkedet for å få ned prisene på kraft i prisområdene 1, 2 og 5, og da kan selvfølgelig alle tre tiltakene, i en slik sammenheng, kunne redusere kraftprisen og bringe situasjonen i retning av et regulert kraft-marked. Konkrete forslag til konkrete tiltak er beskrevet vedlegget til dette notatet og i andre deler av rapporten.

I den vanskelige situasjonen som er oppstått bør løsninger likevel kunne søkes med EU innenfor rammene av EØS-avtalen på bakgrunn av forbeholdene som et flertall i Stortinget tok ved tilslutningen til EUs 3. energipakke i 2018. Disse forbeholdene er selvfølgelig ikke forpliktende for EU i EUs praktisering av sitt eget regelverk, men som utgangspunkt for «realpolitikk» er de naturligvis viktige.

Ved siden av at norske myndigheter for det første utnytter det handlingsrommet som fortolkningen av EØS-avtalen gir grunnlag for myndighetene ta initiativ til forhandlinger med EU for å skaffe seg et handlingsrom på de områder der EØS-avtalen skaper formelle hinder for nasjonale reguleringer. En rekke EU-land har truffet nasjonale tiltak for å ivareta legitime nasjonale interesser. Det må selvsagt også Norge kunne ta initiativ til å kunne gjøre.

På tilsvarende måte kan Norge ta initiativ til reforhandling av avtalen med Storbritannia om vilkårene for bruken av kabelen til England siden den skaper et felles strømmarked for Sør-Vestlandet og UK.



Vedlegg 4) Øystein Noreng: «EUs energipolitikk har gitt et kraftmarked i krise»

EU og strømmen som brast

Lysbuen som brast

Den historiske bakgrunnen for energisamarbeidet i EU er Kull- og Stålunionen dominert av Frankrike og Vest-Tyskland. Lisboa-traktaten utvidet i 2007 EUs myndighet til energispørsmål. Ambisjonen ble et felles marked for energi, underlagt kontroll av ACER, EUs energiregulatorbyrå. ACER har til oppgave å bidra til å harmonisere det tekniske regelverket, å føre tilsyn med energimarkedene, og å legge til rette for utbyggingen av strøm- og gassnettene, også mellom landene. Som ikke-medlem av EU har Norge status som observatør i ACER. Som regulator har ACER en dobbeltrolle: det fastsetter rammebetingelsene, og overvåker selv at de blir overholdt.

Dobbeltrullen gir ACER politisk makt. Prisen på energi er i stort monn et politisk produkt¹. ACERs mål er et integrert europeisk marked med fri flyt av energi, i likhet med andre varer, uhindret av grenser, med en stadig tilpasning av prisene til skiftende balanse mellom tilbud og etterspørsel. Realismen kan være tvilsom. Over halvparten av Europas energiforbruk dekkes ved import, blant annet i form av gass. Ikke-europeiske eksportører kan ikke forventes å bekymre seg over ACERs regler så lenge andre kjøpere som India, Japan og Kina er i markedet.

Overfor den akutte priskrusen som har rammet EUs markeder for gass og strøm har verken EU-Kommisjonen eller ACER vist seg innsiktsfulle eller initiativrike. Mange medlemsland har forsvart sine forbrukeres interesser, men det har skortet på felles tiltak på EU-vå.

Tilstanden i EUs energimarkeder kan betegnes som et kostbart kaos. De uvanlig høye prisene på elektrisitet i Europa, ikke minst i Norge, har ikke sin bakgrunn i knapphet på grunn av manglende tilførsler, men i kortsiktige energipolitiske beslutninger, først og fremst i Storbritannia og Tyskland i løpet av mange år. Følgene ble sterkt forverret av Russlands krig i Ukraina, men den er ikke hovedårsaken til uføret.

I Norge ligger hovedansvaret på regjeringen Solberg som politisk ønsket en tilnærming til EU, og som uten å vurdere risikoen, koblet seg på kaoset, konkretisert ved prisvirkningen av strømkablene til Storbritannia og Tyskland. Energipriskrisen er skapt av politikere; løsningen ligger ikke i markedskreftene, men i politiske grep. Regjeringen Støre har tatt noen kloke grep for å døyve en umiddelbar krise, risikoen for en langvarig krise krever skarpere lut.

EUs høye ambisjoner i energipolitikk var inntil februar 2022 gjenstand for allmenn beundring.² Målene, nedfelt i mange dokumenter fra Kommisjonen, var å gi EUs husholdninger og næringsliv verdens reneste, billigste og mest pålitelige forsyninger av energi. Fortrinnsvis skulle det skje ved en storstilet utbygging av solkraft og vindkraft, med tilhørende investeringer i kraftledninger. Kull, olje og helst også naturgass skulle fjernes fra energimenyen til fordel for fornybar energi, Storbritannias daværende leder Boris Johnson var blant de mest entusiastiske og mest lydhøre. Planen var at EU på et tiår eller to skulle gjennomføre en omlegging av hele sin energisektor, produksjon, transport og forbruk, som til vanlig har tatt generasjoner. Begrunnelsen var hensyn til klima. Utslippene av klimagasser, først og fremst CO₂, skulle reduseres, om ikke elimineres, uten hensyn til at EU bare står for en tiendedel av verdens samlede utslipp. Uansett global betydningsløshet har målet vært å forsyne Europa med sikker, bærekraftig, konkurransedyktig, og prismessig overkommelig energi.³

Møtet med virkeligheten

Sju år senere, i 2022, sliter EU med verdens mest usikre, minst bærekraftige, minst konkurransedyktige og mest kostbare energi. Dessuten kan Europa skilte med verdens laveste vekst i produksjon, inntekt og sysselsetting i tiden siden finanskrisen i 2008. Kostbar energi er ikke den eneste årsaken til den svake veksten; stram finanspolitikk har også hatt betydning.

Hittil har ikke energikrisen stimulert noen påfallende nytenkning i EU. EUs president Ursula von der Leyen har

1. Thomas Reverdy, *La construction politique du prix de l'énergie*, Paris 2014, Sciences Po, Les Presses

2. Brenda Shaeffer, «Europe's Tiny Steps Won't Solve Its Energy Emergency», *Foreign Policy*, 13. juli 2022

3. ENERGY UNION PACKAGE A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, Brussel 25.2.2015.

European Commission

erklært at dagens knapphet og høye priser ikke kan godtas, men har knapt konkrete forslag. Pristak på gass er foreslått, med risiko for at Europa taper i konkurransen med asiatiske kjøpere. I Tyskland er det strid om å forlenge levetiden for de siste kjernekraftverkene med noen måneder. Frankrike motsetter seg en ny gassledning for å forbinde Spania og Tyskland. EUs ledende politikere og embetsverk synes lite villige til å revurdere de grunnleggende målene for energipolitikken. Derfor fortsetter det meste som før, inntil videre.

EU tatt initiativ for å øke kapasiteten i gasslagrene, men det dekker ikke behovet etter bortfallet av russisk gass. Kjernekraft har fått aksept av EU-Kommisjonen, men byggeplanene utformes av medlemsstatene. Solkraft og vindkraft har bredere aksept, men ikke ubetinget.

Det grønne skiftet?

EUs embetsverk og ledende politikere har investert tid, penger og personlig prestisje i «det grønne skiftet», med støtte av media og viktige næringsinteresser. I vide kretser blir spørsmål om fornuften i den omfattende satsingen på fornybar energi avfeiet sin politisk ukorrekte, også alternative løsninger ikke foreligger. I mange land er det nå en økende forståelse for at moderne industrisamfunn har behov for en stabil grunnlast av elektrisitet, som solkraft og vindkraft ikke kan fremskaffe. For å gjenopprette sin økonomi har EU behov for et oppgjør med «det grønne skiftet, kanskje et brudd med de siste 20 års energipolitikk.

En styrket energisikkerhet for EU, politisk som økonomisk krever et paradigmeskifte som ikke prioriterer fornybar energi, men styrbar energi som kan setts inn ved behov, med prioritering av forsyningssikkerhet og kostnader. I praksis betyr det naturgass og langsiktige kontrakter. Alternativene kan være et forlenget økonomisk tilbakeslag eller en ydmykende avtale med Russland, eventuelt en kombinasjon. I dette spillet har Norge en rolle.

Oppsplittingen

EUs president Ursula von der Leyen har uttalt at strukturen i kraftmarkedet ikke passer til dagens utfordringer foreløpig uten å konkretisere hvilke tiltak som foreslås. Norge har meldt at forsyningssikkerheten for strøm skal bedres ved pålegg om minimumsnivå i vannmagasinene.

Det siste året har vist betydningen av sikre forsyninger som en forutsetning for stabile og forutsigbare energipriser og for en stabil økonomi. De senere tiårs liberalisering av energimarkene har i Europa svekket forsyningssikkerheten for gass og strøm sammen med en sterk prisoppgang for husholdninger og næringsliv og en uventet, ufortjent og urimelig fortjeneste i gass- og strømselskapene. Forvirringen i britisk kraftpolitikk tilsier et langsiktig behov for import av kraft, og et tilsvarende behov i Norge for å skjerme seg mot import av høye strømpriser.

Mens EU famler etter løsninger, har flere medlemsland truffet tiltak på egenhånd, som pristak på energi, nedsettelse av skatter og avgifter, og styring av fortjenesten i energiselskapene.

Tiltak i mange land undergraver prinsippet om fri, uregulert konkurranse i Europas energimarkeder. Energiprisering på grunnlag av grensekostnad kan være uegnet i en virksomhet med svingende etterspørsel, høye kapitalkostnader, lave variable kostnader og tidsperspektiv på mange tiår for store investeringer. Ustabile priser innebærer risiko for forbrukerne; de svekker insentivene til strømsparing, øges internasjonale forpliktelser gjennom EØS og kraftkontraktene hevdes å hindre strukturelle inngrep i kraftmarkedet. Det er påfallende at for EØS-landet Norge skal det være vanskelig å gripe inn overfor strømprisene, mens EU-landet Frankrike i nange måneder har frosset prisene på strøm og gass, nå etterfulgt av priskontroll i bl.a. Belgia, Portugal og Spania. I motsetning til den norske regjeringens tafatthet overfor strømprisene har mange europeiske land truffet tiltak. Alle land i EU har innført støtteordninger for husholdninger. I mange land blir skatter og merverdiavgift på energi redusert for å beskytte forbrukerne, skatter og merverdiavgift redusert. Tiltakene er i det vesentlige truffet på lokalt initiativ, med svak, om noen samordning med EUs sentrale myndigheter.⁴ I løpet av de siste månedene er pristak på grossisthandel, detaljisthandel eller begge ledd, på plass bl.a. Belgia, Bulgaria, Estland, Frankrike, Hellas, Litauen, Portugal, Romania, Spania, Tsjekkia og Ungarn.

Tyskland på banen

Sommeren 2022 bevilget den tyske forbundsregjeringen 15 milliarder euro for å fylle gasslagrene før jul. Det er vellykket for Tyskland, men tyske innkjøp har drevet gass- og strømprisene oppover. Tyskland bevilger nå 200 milliarder euro for å sikre forsyninger av energi og subsidiere forbrukerne. Utfallet kan bli høye priser på importert gass og strøm, men lavere priser til tysk industri og husholdninger, slik at konkurransevnen vernes. Det er for Tyskland en gunstig kombinasjon av næringspolitikk og sosialpolitikk, på bekostning av mindre bemidlede

4. Giovanni Sgaravatti, Simone Tagliapietra og Georg Zachmann, National policies to shield consumers from rising energy prices, Brussel, Bruegel, 11.mai 2011. <https://www.bruegel.org/publications/datasets/national-policies-to-shield-consumers-from-rising-energy-prices/>

land som taper konkurranseevne. Det tyske tiltaket har møtt sterk kritikk for å prioritere egne forbrukere og å undergrave EU, men det blir trolig gjennomført. Norske selgere av gass og strøm kan glede seg, ikke norske forbrukere, med mindre regjeringen skulle treffe tiltak.

Som Europas største økonomi med de høyeste strømprisene toneangivende for energimarkedene, har Tyskland et betydelig ansvar for dagens krise. Høye ambisjoner uten tilstrekkelige investeringer har utvirket et underskudd på kraft som dekkes ved import fra andre land, ikke minst Norge, med sterke virkninger på strømprisene.⁵ Tysk energipolitikk har i korthet vært å kutte ut kjernekraft og deretter kullkraft, i håp om at solkraft og vindkraft skulle dekke behovet etter et bidrag fra gasskraft. Tyskland har investert store beløp i vindmøller til tross for en lav utnyttelsesgrad, sammen med en betydelig avhengighet av russisk gass, olje og kull. Forventninger om høyere energipriser til sluttbrukere utløser krav nye støtteordninger i et marked som på forhånd fortøner seg om et virvar av skatter, avgifter og subsidier.

Regjeringen Schröder inngikk en avtale med Russland om gassledningen Nord Stream1, fullført i 2010 – 2011. Schröder ble styreleder i både det nystiftede gasselskapet NordStream AG og dets russiske partner Gazprom. Han er blitt kritisert for nære bånd med Russlands president Vladimir Putin, også etterangrepet på Ukraina. Schröder var en pådriver for byggingen av gassledningen Nord Stream2, fullført uten å brukes. Samlet kapasitet på Nord Stream 1 og 2 er 110 milliarder m³ årlig, høyere enn Tysklands forbruk.

I tysk energipolitikk synes hensyn til risikospredning, forsyningsikkerhet og moderate priser å veie mindre enn i mange andre land, ikke minst Frankrike. Høye strømpriser er en av flere grunner til at Tyskland sakker akterut i digitalisering og automatisering, særlig i tjenestesektoren. I generasjoner er lokal distribusjon av gass og strøm blitt brukt som kommunale inntektskilder for å finansiere tjenester. Konkurranse mellom energiselskap har vært viktigere på papiret enn i praksis.

Tyskland har hatt store planer for det grønne skifte, men så lenge strøm ikke lar seg lagre i betydelige mengder til rimelige kostnader, er det forholdsvis snevre grenser for markedsandelen for solkraft og vindkraft. Et stort industriland trenger en stabil og kontinuerlig strømforsyning. Dertil duger ikke sol og vind, men det kunne bl.a. russisk gass. Tysklands umiddelbare grep er å fylle gasslagrene før vinteren, til høy kostnad, trolig sammen med restriksjoner på bruken av gass, olje og strøm.

Gasskrisen gjør at det i Tyskland på nytt er «salonfähig» å diskutere kjernekraft og å stille spørsmål ved sider av det grønne skiftet. Utsikter til nullforbruk av olje, gass og kull før 2030 eller kanskje tiår senere, virker lite troverdige. Tysk fagpresse påpeker at et stort industriland har behov for kontinuerlig stabil strømforsyning. Tysk energipolitikk har vært å kutte ut kjernekraft og deretter kullkraft, i håp om at solkraft og vindkraft skulle dekke behovet etter et bidrag fra gasskraft, ikke minst med rimelig russisk gass. Lav utnyttelsesgrad i vindmøller skal motvirkes ved nye investeringer, selv om knappheten gjelder vind, ikke kapasitet. Forventninger om høyere energipriser til sluttbrukere utløser krav om nye støtteordninger i et marked som på forhånd fortøner seg om et virvar av skatter, avgifter og subsidier. Utilstrekkelige investeringer har utvirket et underskudd på kraft som dekkes ved import fra andre land, ikke minst Norge, med sterke virkninger på strømprisene i Europa.

Egenrådighet er en tysk tradisjon; utilstrekkelig egeninnsats salderes hos naboene. Virkemiddelet er høye priser i tråd med Erna Solbergs ønske om at kraften skal gå dit prisene er høyest. På 1990-tallet ble landets samling finansiert ved låneopptak som drev opp rentene i Europa. Avtalen om felles valuta, euro, fastsatte grenser for deltakerlandenes underskudd og overskudd i utenriksøkonomien. Tyskland har vært ivrig i sin kritikk av andre lands underskudd, men har hatt egne overskudd langt utover avtalen. I 2015 åpnet forbundskansler Merkel grensene for en flyktningestrøm på godt over en million mennesker, uten å varsle berørte naboland.

Høsten 2022 har den tyske forbundsdagen gitt regjeringen løyve til å låne 200 milliarder euro for å sikre forsyningene og dempe energiprisene for forbrukere og bedrifter- Tiltaket kan stimulere det tyske energiforbruket på bekostning av andre land, innenfor eller utenfor EU.⁶ Andre bemidlede land ligger an til å handle likt, mens resten ikke vil være i stand til å forsvare sine egne forbrukere. Behovet for å dempe etterspørselen svekkes i de rikere EU-landene, mens de allerede svakere EU-medlemmene vil ha få muligheter til å beskytte. I de fleste fattigere EU-land vil presset øke for å treffe egne tiltak, eventuelt i strid med EUs regler og forskrifter, som allerede er under press.

Krig

Etter mange års kjøp av russisk råolje, raffinerte produkter og naturgass ble Europas energisikkerhet dramatisk svekket av Russlands innmarsj i Ukraina, med umiddelbare ringvirkninger for forsyninger og energipriser.

5. Isak Lekve og Isak Holte, Strømpriskrisen, Bergen 20.mai 2022, De Facto

6. Zoltan Ban, «Germany's 200 Billion Euro Energy Subsidy Risks Destabilizing The EU», Seeking Alpha, 3. oktober 2022

På forhånd var imidlertid Europas energisikkerhet truet av mangelfulle investeringer og økende priser. Ukrainakrigen avdekket svakheter i Europas energiforsyninger og gjorde temaer som de siste tretti år ble diskutert som langsiktige, til dagsaktuelle utfordringer. Den mest presserende utfordringen er å redusere EUs avhengighet av russisk gass, eventuelt til hvilken kostnad og fra hvilke kilder, med hvilke virkninger på det økonomiske samkvemmet. Spørsmålet er videre hvilken virkning kostbar energi vil kunne ha for EUs politikk for avkarbonisering. I prinsippet kan høye energipriser favorisere investeringer i fornybar og kapitalkrevende solkraft og vindkraft. I en økonomisk presset situasjon kan imidlertid en gjenåpning av kullkraftverk være mest nærliggende.

Kjernekraft har igjen fått aksept, først og fremst i Frankrike og Nederland, men ikke i Tyskland, Europas største energimarked med et på forhånd stort underskudd på elektrisitet. Nødløsningen er høyere kraftimport som påfører andre land høye strømpriser. Videre utbygging av solkraft og vindkraft har svekket politisk aksept. Import av naturgass ved LNG har høye kostnader, men politisk aksept. Importavhengigheten kan gjøre Tyskland særlig utsatt for russiske framstøt

Krigen i Ukraina har i 2022 hatt direkte virkninger for Russland som eksportør og Europa som importør av olje og gass, med betydning for resten av verden. I mai 2022 er utfallet av krigen uvisst, men uansett vil det ha betydning for verdens handel med olje og gass. Ett mulig utfall er et russisk nederlag som legger forholdene til rette for en reintegrering av Russland i vestlig økonomi, med adgang til europeiske gassmarkeder som motstykke til lettere adgang for vestlige oljeselskap i Russland, kanskje med en gjenoppliving av samarbeidsavtalene mellom ExxonMobil og Rosneft fra årene 2011 – 2013. Europas energisikkerhet blir avhengig av USA.

Et annet mulig utfall er et ukrainsk nederlag som styrker Russlands dominans i olje- og naturgassmarkedene i det nordlige Eurasia og som stiller EU, særlig Tyskland, overfor et *fait accompli*; sikre forsyninger av gass forutsetter et godt forhold til Russland.

Et tredje mulig utfall er en langvarig konflikt der Russland innlemmer en del av Ukraina, mens resten tas opp i EU. Dette kan høsten 2022 kanskje anses som mest trolig, med et langsiktig spent forhold mellom EU og Russland.

Krigen i Ukraina viser hvordan energimangel gjør Europa sårbart for økonomisk og politisk press. Norge kan som stor leverandør av gass gi et moderat bidrag ved å lete mer, finne mer og bygge ut mer gass. På Norges kontinentalsokkel har letingen etter olje og gass vært forholdsvis begrenset. Oljedirektoratet anslår at like store volum olje og gass gjenstår som mengdene utvinnet siden 1970. Russlands krig i Ukraina forandrer økonomiske, klimapolitiske og sikkerhetspolitiske forutsetningene for energihandel i Europa. Underskuddet på gass er prekært. I Storbritannia drøftes å utnytte skifergassen, i Tyskland gjenåpne nedlagte kullkraftverk.

Ambisjoner og realisme

Norge kan over noen år bidra med mer naturgass. Norge kan ikke erstatte Russlands historiske volum gass til Europa, men har mulighet til å ta en større del av gassmarkedet i nordvest-Europa, først og fremst i Tyskland, Polen og Tsjekkia. Her ligger forholdene til rette ved infrastruktur og markeder. Norsk gass vil til dels kunne erstatte russisk gass hos etablerte brukere, og gi et moderat bidrag for å forebygge at kraftsektoren vender tilbake til kull.

Krigen i Ukraina truer Tysklands energiforsyninger. Store volum tilsier en innsats på EU-nivå, men i EU er energipolitikken underlagt klimapolitikken. EUs løfter om ren, billig og sikker energi har ikke latt seg realisere. Med mindre konflikten i Ukraina blegges, trues Tyskland av en langvarig knapphet på energi. Derfor søker mange EU-land å løsne energibåndene til Tyskland for å unngå import av høye tyske priser. Norge burde gjøre det samme, Avtalene med Storbritannia og Tyskland tillater endring av vilkårene dersom allmenne hensyn gjør dette nødvendig. Det er urimelig at forbrukere i Norge skal belastes for feilslått energipolitikk i Storbritannia og Tyskland. Analysen fra De Facto påpeker at kablene dit er hovedårsaken til det norske uføret. Ved en opptrappet gasseksport til Europa kan Norge gjøre en innsats for sin egen og kjøpernes økonomi, klimapolitisk ved å forebygge bruk av kull, og sikkerhetspolitisk ved styrke Europas selvberging.



**Alternativ
Energikommisjon**