



# Kraftsituasjonen på Agder og industrielle muligheter

- En oppdatering av analyse fra 2014\*

16. februar 2022

\*Kraftutveksling med Europa mot 2050

## Sammendrag

Det europeiske kraftmarkedet endret karakter i 2021. Samtidig ble Norge mer eksponert gjennom (delvis) åpning av nye kabler, tilsvarende en økning på ca 50 % av utvekslingskapasiteten.

Mens Norge har et energibasert system (kWh), har Europa ellers et effektbasert system (kW). Vi må ha nok vann (kWh), andre må ha nok kapasitet (kW), siden de kan kjøpe og lagre energikilden. Tidligere utvekslet vi kraft med land som i stor grad baserte seg på kull- og kjernekraft. Det er produksjon som går jevnt, med overskudd i noen timer og underskudd i andre timer i løpet av et døgn. Balansen ble sikret gjennom utveksling av kWh, selv om det først og fremst kun var Norge som var interessert i kWh. Andre land kjøpte og solgte egentlig effekt (kW).

Når kull- og kjernekraft erstattes med uregulerbar kraft som sol- og vindkraft, slik vi ser i Europa, endrer det hele markedsbildet, i fjor forsterket av at gasskraft ble brobygger mellom forbruk og produksjon. Det førte til prisøkning på gass, og følgelig på kraft. De utenlandske kraftprisene slo inn i det norske kraftmarkedet. Men i en situasjon der etterspørselen i andre land i stor og stigende grad dreiet seg om effekt (kW), systemtjenester og reserver for å hindre at systemene skulle bryte sammen, fortsatte Norge å produsere og selge energi (kWh).

I 2021 produserte Norge 157,1 TWh. Det innenlandske forbruket var 139,7 TWh. Tilsiget var 122,8 TWh.

Diskusjonen etter den dramatiske endringen i kraftmarkedet i 2021 har dreiet seg om to ting: Hvordan skal vi løse de problemene høye kraftpriser har ført og fører til for husholdninger og næringsvirksomhet? Og, skal markedet få virke som nå, eller reguleres, og vil en eventuell regulering være i strid med internasjonalt regelverk?

I det nedenstående underbygges det at diskusjonen for eller mot marked ikke er til saken. Problemet er at dagens marked er dysfunksjonelt. Markedet har definert bort det Norge først og fremst har å selge, som andre land i dag først og fremst ønsker å kjøpe, nemlig effekt (kW), systemtjenester og reserver.

Dagens handel med energi (kWh) har som en bieffekt plassert norske kraftprodusenter i en monopolsituasjon, som det trolig ellers ville blitt slått ned på.

Notatet inneholder noen innspill til reparasjon av det dysfunksjonelle markedet. Dette er tiltak som ikke bare er i Norges interesse, men i hele Europas felles interesse. Om markedet ikke repareres, vil det ikke bare være et problem for husholdningenes økonomi. Det vil også kunne være en stopper for industriell bearbeiding og foredling av norske kraftressurser.

## Innholdsfortegnelse

Sammendrag .....	1
1. Innledning .....	3
2. Tilgangen på ressurser .....	4
3. Konkurransfordeler og ulemper .....	6
4. Barrierer innenfor transmisjons- og distribusjonsnett.....	7
5. Konkurransesituasjonen i lys av utviklingen i kraftmarkedet i 2021 .....	8
5.1. Hva har skjedd i kraftmarkedet – og hva er konsekvensene? .....	8
5.2. Er kraftprissituasjonen midlertidig, eller den nye normalen? .....	8
5.3. Norges handlingsrom og begrunnelse for eventuelle tiltak.....	9
6. Lokale og nasjonale tiltak for å sikre de industrielle mulighetene .....	11
7. Havvind.....	11

## 1. Innledning

I august 2014 utarbeidet ADAPT Consulting et underlag til «Regionplan Agder 2020», spesielt med tanke på kraftutveksling med Europa i et langsiktig perspektiv. Mandatet for «Regionplan Agder 2020» var å gi et innspill til den da bebudede energimeldingen.

Utgangspunktet var at omlegging av energiforsyningen i Europa ville kunne gi store muligheter for verdiskaping i Norge. ADAPTs rapport utdypet disse mulighetene og drøftet forutsetningene for å lykkes.

Det ressursmessige og kommersielle grunnlaget i regionen er praktisk talt uten sidestykke i Europa. Agder er i hovedsak selvforsynt med kraft uten støtte fra transmisjonsnettet. I tillegg har regionen stor produksjon og magasinkapasitet som mates direkte inn i transmisjonsnettet. Agder har også stor utvekslingskapasitet mot andre regioner og mot utlandet. I lys av utviklingen i EU, ledet det til to hovedkonklusjoner:

- Regionen har svært gode forutsetninger for verdiskaping gjennom industri og næringsvirksomhet
- Regional kraftproduksjon har, uten å skade industripotensialet, gode muligheter til å ta ut en betydelig gevinst basert på fleksibilitet, reguleringsevne og magasinering

For å kunne lykkes med denne todelte strategien og ta gevinst både direkte på kraften og indirekte gjennom industriell videreforedling, ble det pekt på noen forutsetninger. Én viktig forutsetning var at det må tilrettelegges for nye handelsløsninger over kablene. Det har ikke skjedd.

Likevel har utviklingen frem til 2021 i hovedtrekk vært i tråd med analysene fra 2014. Kraftprodusentene har kunnet utnytte prisforskjellene mellom ulike regioner og land, samtidig som norske kraftpriser har vært konkurransedyktige for innenlandsk verdiskaping.

Det siste året har dette endret seg, etter sammenfall av faktorer som det var vanskelig å forutse i 2014. Samtidig som Norge åpnet to nye kabler, til Tyskland og England, og fikk en utvekslingskapasitet tilsvarende 35 % av egen makslast og inntil 100 % av egen sommerlast, oppsto det en ubalanse i europeisk kraftforsyning. Regulerbar kull- og kjernekraft ble avvirket. Det førte til at gasskraft i stor grad ble brobygger mellom uregulerbar kraftproduksjon (vind og sol) og kraftbehovet til enhver tid. Det skapte ubalanse i gassmarkedet. Høye gasspriser ga høye kraftpriser, som smettet over på Norge. De høye prisene påvirket norsk kraftdisponering.

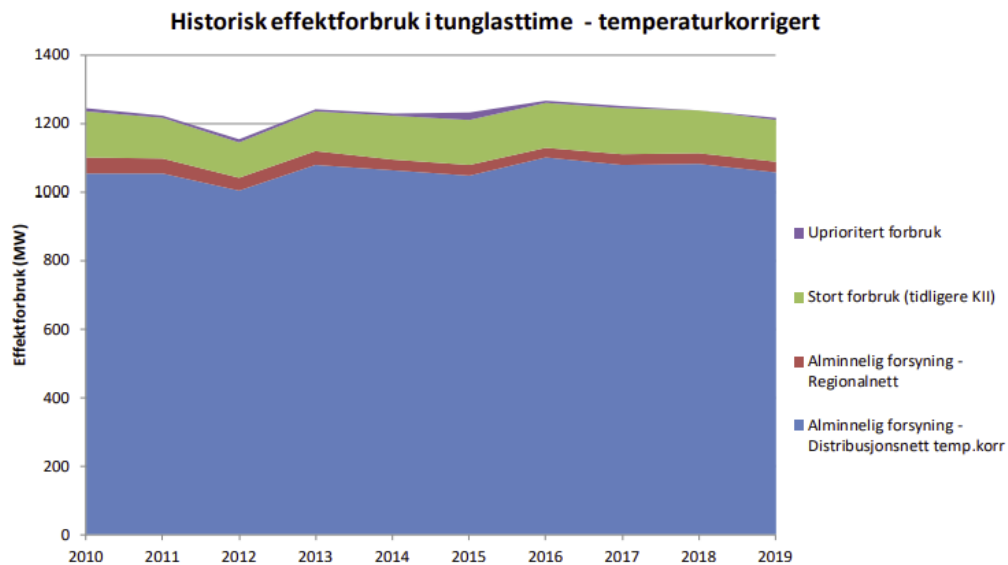
I 2021 endte Agder og kraftprisområdet NO2 opp med de høyeste prisene i Norge, litt høyere enn Østlandet, som er norsk underskuddsområde (NO1). Der utgangspunktet er best, ble de energimessige forutsetningene for industriell verdiskaping plutselig dårligst.

Det meste av underlaget og vurderingene i rapporten fra 2014 står seg. Det nedenstående er derfor en oppdatering med hovedvekt på å forklare og forstå den nye situasjonen i kraftmarkedet, og foreslå tiltak som bringer Agder, og Norge, i posisjon til å realisere innholdet i de to kulepunktene over. Oppdateringen inkluderer en vurdering av muligheter og tiltak knyttet til store havvindprosjekter, som har Agder og prisområdet NO2 som naturlig landingspunkt. Vurderinger og forslag er holdt innenfor den nåværende, europeiske markedsmodellen.

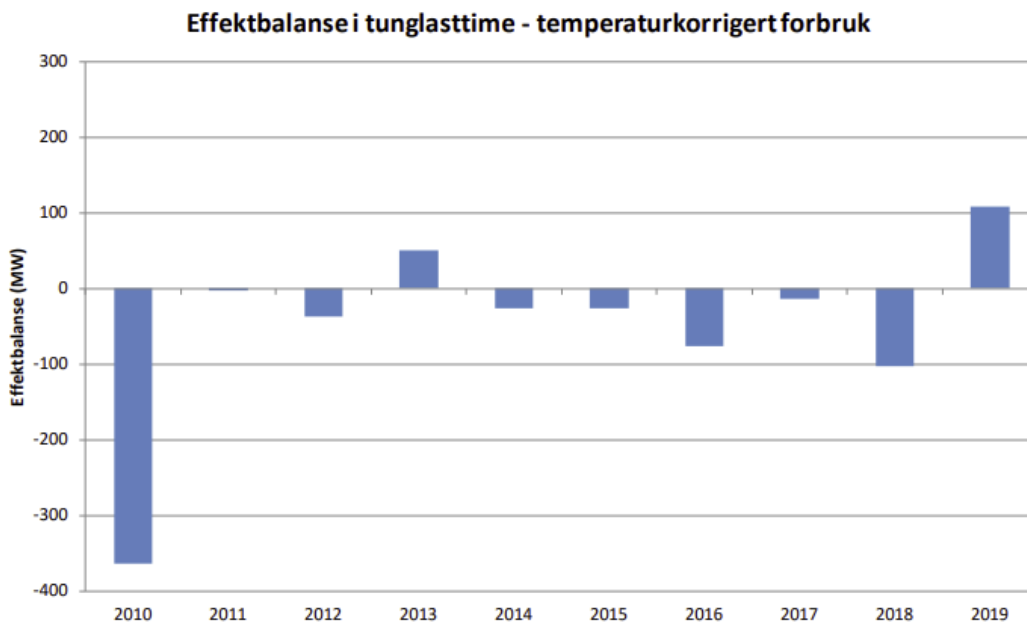
## 2. Tilgangen på ressurser

Agder er så godt som selvforsynt med kapasitet (kW) og har et betydelig overskudd på kraft (kWh) som produseres lokalt og mates inn i det lokale og regionale distribusjonsnett. Regionen har i tillegg en stor regional produksjon, som mates direkte inn i transmisjonsnett. De to største industrikundene i Agder, Alcoa på Lista og Eramet i Kvinesdal, er knyttet direkte opp mot transmisjonsnett. Det er syv utvekslingspunkter mot transmisjonsnett.

Situasjonen kommer frem av nedenstående figurer, hentet fra Agder Energi<sup>1</sup>



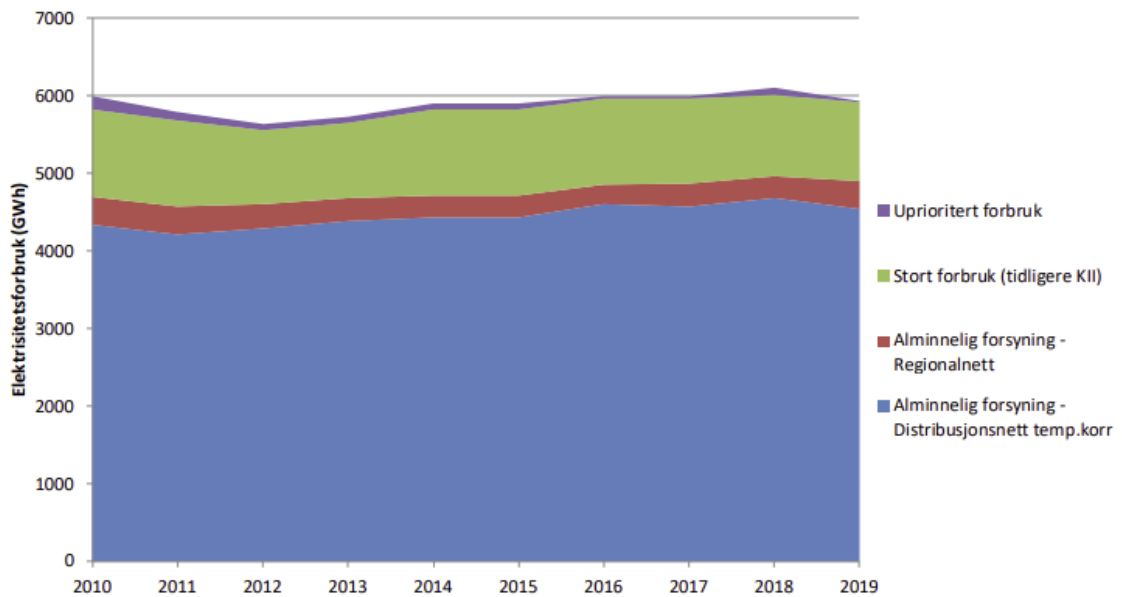
Figur 6 Historisk effektforbruk i tunglasttime – temperaturkorrigerte verdier



Figur 9 Historisk effektbalanse i tunglasttime – temperaturkorrigert forbruk

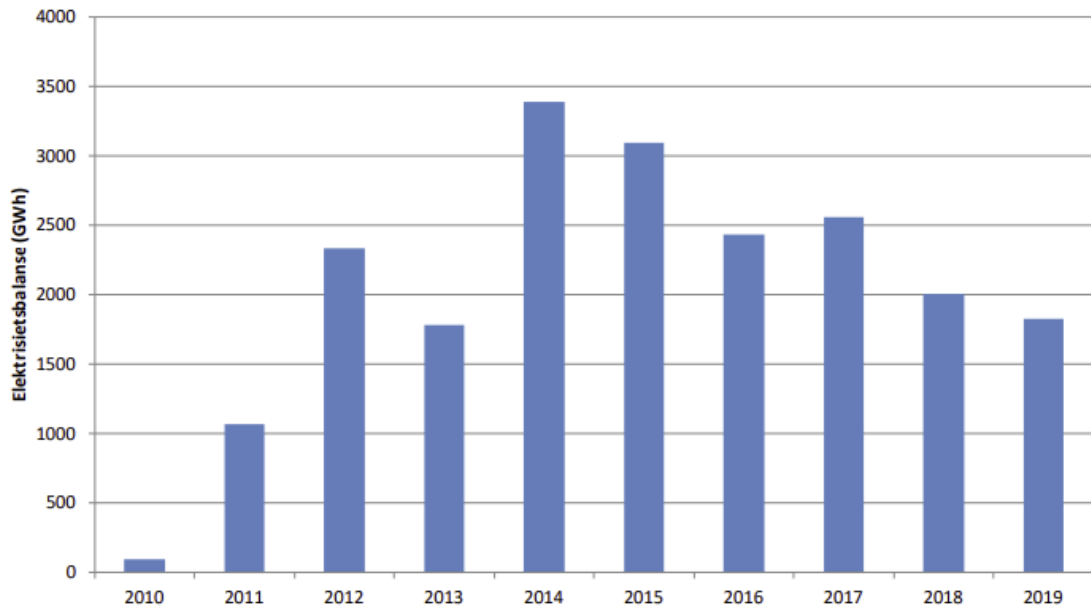
<sup>1</sup> Agder Energi: Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020 – 2029. Hovedrapport

### Historisk elektrisitetsforbruk - temperaturkorrigert



Figur 11 Historisk elektrisitetsforbruk – temperaturkorrigerede verdier

### Elektrisitetsbalanse - temperaturkorrigert forbruk



Figur 14 Historisk elektrisitetsbalanse – temperaturkorrigert forbruk

I tillegg er Agder tilknytningspunkt for kabler til Danmark, Tyskland og Nederland, med en samlet utvekslingskapasitet på tre ganger regionens effektbehov (kW). Prisområde NO2 er også tilknytningsområde for kabelen til England.



### 3. Konkurransfordeler og ulemper

Konkurransfordelen, eller mer presis, den mulige konkurransfordelen, ligger primært i den lokale tilgangen på kraft. Men som et betydelig tilknytningspunkt for utlandskabler ligger det også en tilleggs mulighet for verdiskaping i «Norge som batteri» i europeisk kraftforsyning. Det er en mulighet verdiskaping både for kraftproduksjon og for industri, men også en mulighet som etter hvert kan få konkurranse, nettopp av lokalt installerte batterier.

For å forstå disse mulighetene, er det viktig å kjenne forskjellene mellom norsk og annen europeisk kraftforsyning. Mens Norge har et energibasert system, hvor utfordringen er å ha tilstrekkelig vann bak kraftverkene (kWh), er utfordringen ellers i Europa å ha tilstrekkelig kapasitet (kW) til enhver tid. Deres kraftforsyning (kWh) kan sikres gjennom lager av kull, kjernebrensel, gass etc.

Tradisjonelt har andre land ønsket å kjøre sin regulerbare kraftproduksjon, først og fremst kull- og kjernekraft, så jevnt som mulig. Da har vi med vår vannkraft kunnet ta imot kraft i timer med lav etterspørsel i utlandet, og levere kraft tilbake i timer med høyere etterspørsel. I tillegg har vi sikret oss i tørrår og unngått tap av kraft i våtår. Det har skjedd med gevinst, og i praksis uten spesielle avtaler eller regulering av markedet. Dette endret seg i 2021.

Som en del av omleggingen til fornybar energi har utbygging av uregulerbar kraft som sol og vind økt kraftig. Mens solkraft korrelerer sterkt med det samtidige behovet for kraft til kjøling, er vindkraft dårligere tilpasset behovet. Det gir i utgangspunktet Norge en tilleggs mulighet, ved at vi kan regulere ned vår vannkraft og ta imot andre lands vindkraft når produksjonen overstiger andre lands behov. Da har også vindkraften vært billig. Utfordringen er å organisere mulighetene i et kommersielt system, og ikke minst et system som står seg med den utviklingen vi har sett i kraftmarkedet fra 2021.<sup>2</sup> Det kommer vi tilbake til i punkt 5 og 6 under.

I tillegg til ressurs- og markedsmessige forutsetninger, er de lokale betingelsene viktige. Nettkostnadene for uttak i det lokale og regionale transmisjonsnett ligger på nivå med, eller under sammenlignbare nett. Når det gjelder kostnadene i transmisjonsnett, kommer Agder ikke så gunstig ut som man kanskje kunne forvente.

Transmisjonsnettariffen, dvs Statnetts tariff, består av et marginaltapsledd (kWh) og et effektledd (kW), hvor kostnadene differensieres etter tilknytningspunkt.

- Effektleddet (kr/kW) skal dekke de av Statnetts kostnader som ikke dekkes av marginaltapsleddet. Effektleddet er differensiert, slik at områder som har lokal kraftproduksjon, og derfor i mindre grad trenger transmisjonsnett til lokal forsyning, får en tariffreduksjon gjennom den såkalte k-faktoren. Maksimal reduksjon er i dag 40 %. Agder, som er selvforsynt med kraft, og i stor grad kun har transmisjonsnett som reserve, må derved likevel betale 60 % av full pris. Det kan diskuteres om det tar bort for mye av det reelle, regionale konkurransefortrinnet.

I transmisjonsnett ligger Statnett en egen beregning for industri med forbruk >15 MW/100 GWh (SFHB-bedrifter). Disse bedriftene får i dag 50 % tariffreduksjon på

<sup>2</sup> I rapporten fra 2014 ble det pekt på at én viktig forutsetning var tilrettelegging av nye handelsløsninger for handel på utlandsforbindelsene.

Statnetts tariff, etter k-faktor.<sup>3</sup> Agder Energi Nett gir SFHB-bedriftene tilsvarende tariffreduksjon i sitt nett. Det er derfor tatt betydelig hensyn til elintensiv industri.

- Marginaltapsleddet beregnes for hvert utvekslingspunkt og er symmetrisk for kraftproduksjon og forbruk. I overskuddspunkter betyr det at kraftprodusentene betaler det samme per kWh som kundene får i kompensasjon. Hvis marginaltapet er 5 % i et overskuddsområde for kraft, og kraftprisen 50 øre/kWh, gir det en kostnad/inntekt på 2,5 øre/kWh for hhv kraftproduksjon og forbruk. Beløpet spesifiseres på enkeltkunder bare i noen få tilfeller.

Utlandsforbindelsene har medført en endring i marginaltapskostnadene for uttak i punkter som berører store industrikunder. Marginaltapene har noen steder gått fra å være kompensasjon til å bli en betydelig kostnad, ikke minst når tapene avregnes etter løpende priser i markedet. Utlandskablene belastes ikke for marginaltap.<sup>4</sup>

- For kraftproduksjon betales det en innmatingsavgift, som er lik over hele landet. Statnett har i mange år hevdet at innmatingsavgiften ikke dekker kraftprodusentenes kostnadsansvar i nettet. Avgiften er begrenset i en egen EU-regulering<sup>5</sup>, og er begrunnet med hensynet til internasjonal konkurransevridning. Den kostnaden kraftproduksjon ikke bærer, må fordeles på uttakskundene. For kraft som mates inn i det regionale distribusjonsnettet, går hele avgiften til Statnett. Kundene på Agder, og andre steder, må derfor bære kostnader som kraftprodusentene allerede, i alle fall delvis, har betalt for.

En forsiktig konklusjon kunne kanskje være at det finnes noen punkter som kunne begrunne bedre betingelser for lokal industri, men at grunnleggende, lokale konkurransefordeler er bevart. Spørsmålet er mer hvordan disse fordelene kan la seg kommersialisere.

#### 4. Barrierer innenfor transmisjons- og distribusjonsnett

Her dreier det seg om kapasitet og flaskehalser i nettet. Selv mindre økninger i forbruket kan utløse behov for investeringer i nettanlegg, men det meste av denne type forbruksøkninger er en del av en naturlig prosess for utskifting og forsterkning av nettet.

Når det gjelder større endringer i nytt forbruk eller produksjon, er det for de ulike områdene på Agder redegjort for dette i Regional Kraftsystemutredning for Agder 2020 – 2039 – Hovedrapport.<sup>6</sup> Det er vanskelig å se at nettet skulle representere en uoverstigelig barriere for de industrielle mulighetene i regionen.

---

<sup>3</sup> En tariff på eksempelvis 300 kr/kW med k-faktor 0,6 gir en tariff i transmisjonsnettet på 90 kr/kW (300x0,6/2). Dersom forbruket er 8 000 kWh per kW, gir det en kostnad på 1,1 øre/kWh.

<sup>4</sup> Statnett hevder at det å belaste utlandsforbindelsene for marginaltap vil være en handelshindring, og at regningen uansett belastes kundene. Reguleringsmyndigheten for energi (RME) har en sak fra Agder om dette til behandling. Spørsmålet er om en reell kostnad kan betraktes som en handelshindring. Og selv om kostnadene belastes kundene, er det ikke uviktig hvilke kunder som belastes.

<sup>5</sup> EUs forordning 774/2010

<sup>6</sup> Se kapittel 20 «Konsekvenser og muligheter ved tilknytning av større nytt forbruk eller produksjon», side 73



## 5. Konkurransesituasjonen i lys av utviklingen i kraftmarkedet i 2021

### 5.1. Hva har skjedd i kraftmarkedet – og hva er konsekvensene?

Den sterke kraftprisøkningen i 2021 traff alle land i Europa og har én hovedforklaring: Avvikling av regulerbar kull- og kjernekraft som en del av det grønne skiftet. Det medførte at gasskraft ble brobygger mellom uregulerbar kraftproduksjon (vind og sol) og kraftbehovet til enhver tid. Gassmarkedet var allerede presset, og lite vind løftet prisene ytterligere, isolert sett til glede for norsk gasseksport og økonomi. «Kraftkrisen» er skapt utenfor Norge.

Mens den grunnleggende årsaken til «krisen» ligger utenfor Norge, har vi selv ansvar for at «krisen» har slått så sterkt inn. Mens målet i EU er at alle land etter hvert skal kunne utveksle 10 % av sin produksjonskapasitet eller sitt behov, kan Norge med de to siste kablene som ble satt i drift i løpet av 2021, utveksle ca 35 % av egen makslast og inntil 100 % egen sommerlast, med relativt få systemmessige restriksjoner.

Gassprisene løftet kraftprisene. Det smettet over på Norge og påvirket norsk kraftdisponering. I 2021 hadde Norge et forbruk på 139,7 TWh. Kraftproduksjonen var 157,1 TWh. Tilsiget var 122,8 TWh. Det økte kraftprodusentenes, og i og for seg Norges inntekter. Norske og utenlandske kraftkunder fikk en betydelig økt strømregning.

Konsekvensene oppfattes som alvorlige i alle land i Europa, og mange land har truffet tiltak. Disse spenner fra pris- og markedsregulering til økonomisk støtte. Norge har en betydelig høyere elandel enn andre land, men kostnadsøkningen gjelder energi generelt.

For alminnelig næringsvirksomhet kan tilleggsbelastningen være stor, mens elintensiv industri i det minste har en tidsforsinkelse pga en normalt stor andel fastpriskontrakter. Spørsmålet disse stiller seg er både om kraftprissituasjonen er midlertidig, og om den historiske, norske kraftprisfordelen fortsatt vil være der. På lang sikt er det prisforskjellene og troen på prisforskjellene som teller. Om Agder og Norge fortsatt vil ha et komparativt fortrinn, avhenger av at vi klarer å rendyrke og beholde mulighetene.

### 5.2. Er kraftprissituasjonen midlertidig, eller den nye normalen?

Er det vi opplever og har opplevd i kraftmarkedet en situasjon som går over av seg selv? Og kanskje viktigere: Endrer situasjonen forutsetningene for norsk, industriell verdiskaping?

Svaret på det første spørsmålet er åpenbart nei. Det er fullt mulig, og ikke usannsynlig, at prisene vil reduseres fra det nivået vi har sett i 2021, men markedet i Europa har i et overskuelig tidsperspektiv langt på vei tapt den tidligere, regulerbare kraftens betydning for prisene. Det er vanskelig å se at situasjonen i kraftmarkedet fra 2021 ikke vil være den nye normalen.<sup>7</sup>

Svaret på det andre spørsmålet, om norsk verdiskaping, er mer betinget, og avhenger av hvordan Norge tilpasser seg det nye markedsbildet. Uten en justert tilpasning til situasjonen er det til og med tenkelig at mulighetene for industriell verdiskaping svekkes.

- Det er stort behov for kraft i Europa, og Norge har utvekslingskapasitet til å eksportere betydelige kraftvolumer. Nederland er et land som i mange år har hatt en kraftsituasjon som ikke er ulik den vi nå ser i hele Europa. Kabelen til Nederland har langt på vei vært

---

<sup>7</sup> Dette er i strid med Statnetts og delvis NVEs analyse. Ingen av dem har besvart det andre spørsmålet.

en ren eksportkabel. Med 9 000 MW i utvekslingskapasitet er det ikke umulig å tenke seg en nettoeksport fra Norge på mer enn 50 TWh.

- Da sier det seg selv at det er mer enn krevende å løse dagens prisproblem gjennom utbygging av mer kraft, slik mange foreslår. Dersom ny kraft dessuten kommer i form av vindkraft, i alle fall syd for Stadt, hvor kraften først og fremst trengs, kan det til og med bidra til redusert verdiskaping ved kraftutveksling. Det henger sammen med samtidigheten for vindkraftproduksjon i og rundt Nordsjø-bassenget. I stedet for å kjøpe andre lands kraft når den er billig, blir vi tvunget til å ta imot egen kraft når den er minst verd. På samme måte vil en nedbygging av flaskehalsene som er oppstått mellom nord og syd øke prisene i nord snarere enn redusere dem i syd.
- For kraftprodusenter, som ønsker å maksimere verdien av kraften, er det ikke unaturlig å redusere magasinfyllingen til et lavere nivå, slik det skjedde i 2021. Med lav magasinfylling har de også god kontroll på det innenlandske markedet. Når det ikke blåser, er det naturlig å ligge så nær opp til barrieren for eksport som mulig. Når det blåser, er det ikke nødvendig å følge prisene helt ned. Vi får uansett import som, gitt magasinsituasjonen, med stor sannsynlighet kan reeksporteres med gevinst. Den samfunnsøkonomiske motposten er tap av konkurranseevne for videreføring av kraften i Norge. Utviklingen i andre land har gitt norske kraftprodusenter en ikke planlagt og trolig heller ikke ønsket markedsrett (om de tar seg tid til å tenke seg om).

En løsning, innenfor den nåværende, europeiske markedsmodellen, vil være en målrettet og markedsmessig begrunnet regulering av markedet, i tråd med det som allerede ble påpekt i ADAPTs underlag fra 2014. Det er nærmere gjennomgått under.

### 5.3. Norges handlingsrom og begrunnelse for eventuelle tiltak

Det er riktig å peke på at knapt noen hadde sett for seg den situasjonen vi har opplevd fra 2021. Tvert om. Andre lands massive satsing på uregulerbar kraft, som de selv ikke kan håndtere i alle situasjoner, skulle gi Norge gode muligheter for kraftutveksling og industriell verdiskaping. Det har som pekt på, fungert relativt bra frem til 2021.

I det alminnelige ordskiftet snakker vi om kraftmarkedet, som om det dreier seg om ett produkt, normalt tenkt på som energi i betydningen kWh. I underlaget fra 2014 redegjøres det for at norsk vannkraft har fire egenskaper som kan selges:

- Energi (kWh)
- Effekt (kW)
- Evne til rask opp- eller nedregulering og start/stopp
- Type: fornybar energi

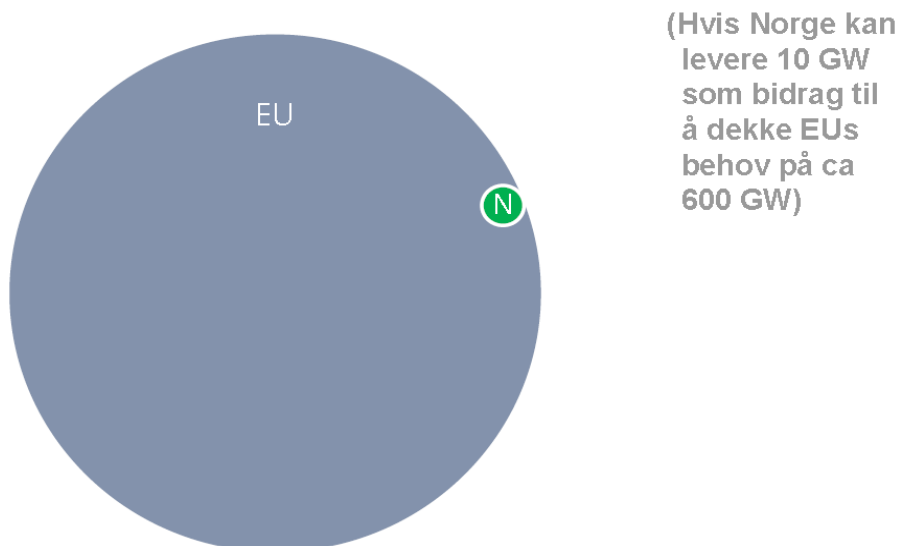
Frem til 2021 ble salg av de ulike egenskapene i stor grad ivaretatt gjennom handelen med energi (kWh) i markedet. Andre land etterspurte og solgte energi, selv om de egentlig kjøpte og solgte effekt eller kapasitet (kW).

Endringen i 2021 innebar en sterk økning i EU-landenes behov for alle egenskapene til norsk kraft, men mest av alt de to midterste punktene over, effekt og evne til regulering. Ikke minst

det siste er blitt viktig. Det store, europeiske kraftsystemet trenger i lang tid fremover store, momentane reserver for å sikre frekvens og hindre at hele kraftsystemet bryter sammen.

Det er i denne situasjonen dagens markedsordning blir utilstrekkelig. Markedssystemet er lagt opp slik at Norge i hovedsak fortsetter å selge energi, selv om behovet i stor grad er effekt og reguleringsevne. I den nye situasjonen gjør vi ikke den jobben vi er best egnet til når det gjelder europeisk omlegging til mer fornybar energi. Samtidig reduserer vi og skaper usikkerhet om vår videre mulighet til industriell verdiskaping.

Norsk kraftforsynings egenskaper, både som fornybar og regulerbar, er enestående. Men vi kan bare gjøre en liten forskjell i det store bildet. En norsk produksjon på 150 TWh må ses i forhold til et europeisk behov på kanskje 4 000 TWh eller mer. Tilsvarende mht effekt. Kan vi stille 10 GW til disposisjon, må det holdes opp mot et behov i Europa på mer enn 600 GW. Det er det kanskje lettere å se visuelt i figuren under.



Slik kraftmarkedet utviklet seg i 2021, grunnet handlinger i andre land, og som har endret markedet fremover, er Norge, og spesielt norske kraftkunder, kommet i en uforskyldt, vanskelig situasjon. Det er en god illustrasjon at Agder, med det som fremstår som de beste forutsetningene for industriell bruk og videreforedling av kraft, hadde den minst konkurransedyktige kraftprisen i Norge i 2021.

Kraftmarkedet, og Norges tilpasning til situasjonen, gir heller ikke våre handelspartnere på kraft de produktene de først og fremst burde være ute etter. Selvsagt ønsker de konkurransedyktig, fornybar energi, men ikke til fortregning for fleksibilitet. Et markedssystem som ikke håndterer det markedet egentlig etterspør, er dysfunksjonelt. Det var det som skjedde i 2021.

Det er vanskelig å se noe i internasjonale avtaler eller nasjonale regler som skulle være til hinder for å regulere markedet for å gjøre det funksjonelt mht de egenskapene ved norsk vannkraft som har verdi.

Alle norske mellomlandsforbindelser er dessuten basert på balansert kraftutveksling. Norge har nedbørsavhengige kraftmagasiner og kan ikke som andre land bygge opp lager og reserver. Når vårt lager, vannmagasinene, tappes ned, skjer det flere ting:

- Kraftprodusentene får, uten egentlig å kunne bebreides, en monopollignende markedsmakt, som det er vanskelig å se at det ikke ellers ville bli slått ned på.
- Når produksjonen av kraft skjer fra lavere magasinnivå, reduseres vår evne til å bidra med det viktigste produktet i dagens europeiske kraftomlegging, nemlig effektregulering og reservekapasitet.
- Når produksjonen av kraft skjer fra et lavere magasinnivå, reduseres også vår produksjon av fornybar energi<sup>8</sup>

## 6. Lokale og nasjonale tiltak for å sikre de industrielle mulighetene

For å ivareta de grunnleggende hensynene i et fungerende kraftmarked, er det med utgangspunkt i ovenstående naturlig å foreslå tre tiltak:

- Norge inngår avtaler som bringer oss mer direkte inn i andre lands frekvensregulering. På den måten kan vi få betalt for evnen til effektregulering og reserveforsyning.<sup>9</sup>
- Det fastsettes krav til minimum magasinfylling måned for måned, som en parallell til andre lands oppbygging av energilager. Det vil både begrense kraftprodusentenes mulige markedsmakt og øke fornybarproduksjonen og evnen til å tilby regulering og systemtjenester. Utover det er det ingen grunn til fysiske begrensninger for import eller regulering av kapasitetsmarkeder.
- Det lages en ordning som sikrer Norge tilgang på andre lands overskuddskraft, typisk i timer med stor vindkraftproduksjon, til en kontraktsfestet og lav pris. I dag er denne billigere kraften ikke kontraktsmessig tilgjengelig for norsk videreføring. Det har sammenheng med at norsk industri, eller i og for seg norske kraftprodusenter, ikke ser og kan nyttiggjøre seg den faktiske prisen i andre land. Prisdifferansen mellom utenlandsk og innenlandsk pris beholdes av kabeleierne og går i Norge til reduksjon av transmisjonsnetttariffen. Derved blir det komparative fortrinnet for videreføring pulverisert og uten praktisk verdi. Det finnes en modell for å hindre at det skjer.

## 7. Havvind

Det siste avsnittet over er aktualisert i forbindelse med havvind, hvor eierskapet til kablene diskuteres. Statnett ønsker å stå som eier. Det gjør også mulige havvindutbyggere. Men det er vanskelig å se at det her egentlig dreier seg om hvem som skal bygge, eie og drive kablene fra havvandanlegg til land. Det kan selskaper som Statnett uten videre gjøre. De kan også sørge for at kraften alltid går fra det billigste til det dyreste området, (og at prisdifferansen dekker tapskostnadene).

Det avgjørende er at kommersielle aktører må kunne få differanseinntektene, mot å garantere eller gi bud på kablernes lønnsomhet. Det betyr utvidelse, ikke innskrenkning av markedet. Det er lett å vise at den som mottar differanseinntekten, kan inngå mer langsiktige kraftavtaler. Ved å inngå langsiktige kraftavtaler kan, som nevnt over, grunnlaget for

---

<sup>8</sup> Norsk kraft produseres iflg. NVE med en gjennomsnittlig fallhøyde på 607 m, som gir 1,49 kWh per m<sup>3</sup>. En økning av den gjennomsnittlige fallhøyden på 1 m gir 200 GWh i ekstra produksjon.

<sup>9</sup> Dette har vært i norsk interesse tidligere, men har vært avvist av andre land. Avvisning i dagens situasjon vil fremstå som en handelshindring.

verdiskaping og videreforedling av kraft sikres. Det gjelder ikke bare for havvind, men generelt for alle mellomlandsforbindelser.

Regjeringen har nettopp åpnet for havvind i to områder, Utsira og Sørilige Nordsjø II, begge med 1 500 MW og radial til Norge. Om en såkalt hybridløsning hadde vært tilgjengelig, ville det med de aktuelle volumene neppe har gjort en stor forskjell mht tilgangen til kraftmarkedet i andre land. Kraften er tenkt matet inn i et område med stor utvekslingskapasitet, og kan lett kanaliseres ut. Det er langt viktigere for norsk verdiskaping og det norske bidraget i europeisk kraftforsyning at man har hele risikobildet klart for seg og at markedsjusteringene ihht punkt 6 gjennomføres.

