

Stortingets utredningsseksjon

Til: (...)

Dato: 24.01.2022

Utreder: (...)

Oppdragsnr: 2021251

Norges behov for utenlandskabler og utbygging av kraftnettet

Vi ønsker en drøfting av Norges kraftbehov og for behovet for import/eksport av elektrisitet. Utgangspunktet er en påstand om at Norges kraftnett ble ferdig utbygd i 1993, og at alle utenlandskabler deretter ikke har begrunnelse i norsk forsyningssikkerhet.

SAMMENDRAG

Kraftsituasjonen

- Norge anslås å ha en normal kraftproduksjon på 150-160 TWh per år
- Vannkraftproduksjonen kan variere med +/- 20 TWh per år ifølge Statkraft – kraftproduksjonen i Norge har variert med om lag 50 TWh per år i perioden 1990-2021
- Brutto kraftforbruk har hatt en relativt jevn vekst fra 105 TWh i 1990 til nesten 140 TWh i 2021
- Kraftoverskuddet anslås å være 20 TWh i et normalår – kraftoverskuddet var i gjennomsnitt 6 TWh per år for perioden 1990-2021
- Norge har hatt kraftoverskudd i 22 av de siste 31 årene og underskudd i ni.
- I kortere eller lengre perioder er det importbehov i alle år
- Kraftforbruket og kraftoverskuddet antas å falle mot 2040 i framskrivningene til NVE og Statnett. Det vil øke behovet for import i kortere og lengre perioder, bl.a. avhengig av tilsig til vannmagasinene til norske kraftverk

Overføringskapasiteten til utlandet

- Norge har et teoretisk potensial i de eksisterende utenlandsforbindelsene på totalt om lag 80 TWh per år – det tilsvarer nær 60 prosent av normal kraftproduksjon
- Av dette er 30 TWh per år i utenlandsforbindelser til land utenfor Norden: Nederland, Tyskland og Storbritannia – det tilsvarer om lag 20 prosent av normal kraftproduksjon
- NorNed mellom Norge og Nederland ble åpnet i 2008 og har en maksimal kapasitet på 700 MW – i overkant av 6 TWh per år
- NordLink og North Sea Link (NSL) ble åpnet for prøvedrift 2020/2021 – begge har maksimal kapasitet på 1400 MW – eller i overkant av 12 TWh per år
- Utvekslingskapasiteten med ikke-nordiske land er på om lag samme nivå som for Norden totalt
- Regjeringssjefene i EU har satt et mål om at alle land bør ha en overføringskapasitet på 15 prosent innen 2030



Formålet med utenlandsforbindelsene

- Utenlandsforbindelsene skal bidra til økt forsyningssikkerhet og økt verdiskaping
- Forsyningssikkerhet handler om å ha nok energi til å dekke behovet over tid, og nok effekt til å dekke det samtidige (momentane) maksimale forbruket i øyeblikket
- Verdiskaping handler om økte flaskehalsinntekter med økt salg av kraft og høyere kraftpriser og salg av kraft og redusere kostnadene for konsumentene (forbrukere og næringsliv)

Behovet for utenlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia

- Begrenset overføringskapasitet mellom de norske prisområdene, gjør Norge avhengig av høy kapasitet på forbindelsene til Sverige og Danmark
- Redusert overføringskapasitet i Norden gjør det nødvendig med alternativer – for å sikre tilstrekkelig energikapasitet og effektkapasitet og for å sikre markedstilgang for norsk overskuddskraft
- Økt framtidig kraftbehov og økt andel uregulerbar kraft øker risikoen for krevende forsyningssituasjoner og behovet for flere kraftkilder

Effektene av de nye utenlandsforbindelsene – NordLink og North Sea Link

- Flaskehalsinntektene utgjør hovedinntektene fra begge utenlandsforbindelsene – Statnett og systemoperatøren på motsatt ende av kabelen deler flaskehalsinntektene 50/50 uavhengig av retning på kraftflyten
- Utenlandsforbindelsene bidrar til prisutjevning mellom landene
- Prisene i landet med høyest kraftpris blir lavere til fordel for forbrukere og næringsliv, mens kraftprodusentene får lavere inntekter
- Prisene i landet med lavest kraftpris blir høyere til fordel for kraftprodusentene, mens konsumentene (forbrukere og næringsliv) må betale høyere kraftpriser
- Hvor høy prisvirkningene blir er vanskelig å forutsi/beregne – slik situasjonen 2021/2022 viser
- Alle mellomlandforbindelser kan bidra til økt forsyningssikkerhet i korte perioder og bidra til å redusere vanskelige effekt- og energisituasjoner også NordLink og North Sea Link.
- NordLink antas å kunne ha om lag balanse mellom eksport og import – avhengig av fyllingsgrad i norske magasin og mengde vindkraft, brenselpris og kapasiteten i det tyske kraftnettet bl.a. Statistikken til Nord Pool viser at elektrisiteten flyter begge veier, avhengig av prisnivå. Når prisen er lavest i Tyskland flyter elektrisiteten mot Norge og omvendt.
- NordLink kan gi høyere forsyningssikkerhet ved vanskelige effekt- og energisituasjoner, høyere kraftpriser i Norge og høyere inntekter for norske kraftprodusenter på kort sikt, og i perioder lavere priser i Norge. På lengre sikt kan NordLink i større grad bidra til lavere kraftpriser i Norge pga økt tilgang på rimelig fornybar energi. Effekten av NordLink vil være avhengig av kapasiteten i det tyske kraftnettet
- Flyten på NordLink har i en stor andel av timene vært ved full kapasitet - 1444 MWh/h per time. Det tilsvarer en årlig maksimal overføring på 12,6 TWh.
- North Sea Link antas i hovedsak å ha eksport fra Norge til Storbritannia, noe som også har vært tilfelle siden den ble åpnet for prøvedrift 1.10.2021

- North Sea Link vil trolig føre til lavere kraftpriser for forbrukere og næringsliv i Storbritannia, høyere inntekter for kraftprodusentene i NO2/Norge og høyere priser for forbrukere og næringsliv i Norge, først og fremst Sør-Norge
- Det er mindre klart at North Sea Link vil bidra til økt forsyningssikkerhet i Norge. Konsekvensen kan bli motsatt, dersom flyten over kabelen i hovedsak er eksport fra Norge – den daglige flyten på kabelen i dag tilsvarer en årlig eksport på 6 TWh (med foreløpig 50 prosent tilgjengelig kapasitet) - 6 TWh tilsvarer som nevnt snittet for Norges kraftoverskudd siste 30 årene.
- Ettersom Storbritannia ikke er en del av det indre energimarkedet er det etablert en egen pris- og markedskoblingsmekanisme for North Sea Link – det øker kompleksiteten i kraftmarkedet og knytter kraftprodusentene i Norge (NO2) mer direkte til eksportmarkedet
- Økt overføringskapasitet mellom Norden og andre land har skapt flere flaskehalser internt i Norden. Flere flaskehalser kan skape flere avvik i balansen i kraftsystemet
- Økt overføringskapasitet og sterkt begrenset reguleringsevne i kraftproduksjonen i Europa gjør det mer krevende å opprettholde balansen i kraftsystemet

Organiseringen av kraftmarkedet

- Mesteparten av kraftflyten i kraftmarkedet avgjøres gjennom en felleseuropeisk pris- og markedskopling i engrosmarkedet/dagen før markedet – alle kraftprodusenter og kraftleverandører leverer inn et salgs- og kjøpsbud innenfor prisområdet de fysisk er lokalisert i – en felles prisalgoritme for det europeiske markedet avgjør hva prisen i hvert prisområde blir (prisen for å utløse den siste kraftenheten som etterspørres – marginalprisen) og hvor mye kraft som skal overføres mellom prisområdene og landene
- Kraftprodusentene får prisen som gjelder i deres prisområde – uansett om kraften overføres til andre prisområder/land.
- Prisdifferansen mellom områdene som eksporterer og importerer kraft tilfaller Statnett (flaskehalsinntektene)
- Prisen kraftprodusentene tilbyr er basert på alternativkostnaden / vannverdien – dvs forventning om høyere eller lavere kraftpris i framtiden enn dagen før-markedet
- Pris- og markedskoblingsmekanismen for NSL bygger på samme modell som den felleseuropeiske

Lite fleksibelt kraftforbruk og kraftprisene

- Elektrisitet er et nødvendighetsgode og det er begrenset fleksibilitet i forbruket
- Lav fleksibilitet i forbruket er en prisdriver og en viktig faktor i produsentene prisvurdering
- Økt fleksibilitet i forbruket kan gi stor priseffekt når produksjonskapasiteten er presset
- Det er ikke lov å sette makspriser eller pristak i det felleseuropeiske engroskraftmarkedet i henhold til elektrisitetsforordningens artikkel 10

INNHOLD

SAMMENDRAG.....	1
1 Innledning.....	5
2 Hvordan fungerer kraftmarkedet.....	5
2.1 Balanse i kraftsystemet.....	6
2.2 Engrosmarkedet.....	6
2.3 Prisområder.....	7
2.4 Dagen før-markedet.....	8
2.4.1 Felles markedskobling og prisalgoritme.....	8
2.4.2 Områdepriser og nordisk systempris.....	9
2.4.3 Kraftoverføring mellom prisområdene – eksport og import	9
2.4.4 Marginalpris - produksjonskostnad, alternativkostnad, vannverdi	10
2.4.5 Flaskehalsinntekter i dagen før-markedet	10
2.4.6 Eget dagen før-marked for North Sea Link.....	11
2.5 Intradagmarkedet	12
2.5.1 Omfang av intradagmarkedet	13
2.6 Balansemarkedene.....	14
2.7 Finansielle kraftmarkeder	15
3 Kraftoverskudd i normalår.....	15
3.1 Utenrikshandelen 2020 og 2021.....	17
3.2 Prisutviklingen.....	18
4 Utviklingen i overføringskapasiteten mellom Norge, Norden og Europa	20
5 Behovet for mellomlandsforbindelser	23
5.1 Økt forsyningssikkerhet.....	24
5.2 Forsyningssikkerhet.....	25
5.3 Økt fleksibilitet med flere forbindelser	26
5.4 Målene om økt integrasjon i det indre energimarkedet.....	27
5.5 Samfunnsøkonomisk nytte av kablene til Tyskland og Storbritannia	28
5.5.1 Flaskehalsinntektene deles 50/50	30
5.5.2 Fordelingsvirkningene av utenlandskablene	31
5.5.3 Sammenhengen mellom tilbud, etterspørsel og pris	33
5.5.4 Økt omsetting i intradagmarkedet.....	36
5.5.5 Overføringstap.....	36
6 Regulering av kraftmarkedet og utenlandskablene.....	37
6.1 Regulere kraftprisene	39
7 Vedlegg: Kraftpriser og kraftoverføring i Europa.....	40

1 Innledning

For å drøfte Norges kraftbehov og behovet for eksport og import er det nødvendig å ha en rimelig forståelse av hvordan dagens kraftsystem fungerer. Dette notatet har til formål og bidra til det, og å drøfte tema knyttet til Norges forsyningssikkerhet og behovet for mellomlandsforbindelser/utenlandskabler.

Utredningsseksjonen har brukt et omfattende kildemateriale fra norske og internasjonale myndigheter, aktørene i kraftmarkedet og fagmiljøer. Det er ikke et mål å dekke alle viktige deler av kraftsystemet og kraftmarkedet, men målet er å fokusere på de temaene som er mest relevante for dette oppdraget.

2 Hvordan fungerer kraftmarkedet

Norge har siden 1991 hatt et markedsbasert kraftsystem. Det betyr at utviklingen av kraftsystemet i stor grad er styrt av tilbud og etterspørsel og aktørenes mulighet for å øke inntektene eller redusere kostnadene. Kraftmarkedet er i prinsippet et kommersielt marked hvor produsentene ønsker å tjene mest mulig på salg av sine produkter og tjenester, mens konsumentene ønsker å dekke sitt behov til lavest mulig kostnad. Konkurransen i kraftmarkedet skal sørge for at behovet for elektrisitet dekkes på en mest mulig kostnadseffektiv måte. Kraftmarkedet er samtidig også et særegent og strengt regulert marked, gjennom konsesjonsvilkår, lover og forskrifter som stiller krav til aktørene.

- Elektrisiteten kan ikke lagres i kraftnettet. Det må alltid være balanse mellom mengden elektrisitet som produsentene leverer inn på kraftnett og mengden elektrisitet som konsumentene tar ut.
- Elektrisitet er et nødvendighetsgode. Det betyr at evnen til å tilpasse forbruket etter pris er begrenset.
- Kraftnettet som overfører elektrisiteten mellom produsenter og konsumenter er et naturlig monopol. Ett kraftnett som alle må bruke gir langt lavere kostnader for samfunnet enn om det skulles bygges og driftes flere alternative nett.

Norge er del av et felles nordisk kraftmarked. Det nordiske kraftmarkedet er tett koblet til kraftmarkedene i Europa. EUs overordnede mål for det indre energimarkedet er å skape en sikker, bærekraftig, konkurransekraftig og rimelig energiforsyning i hele Europa. Økt samhandling, felles regler og markedsdesign er grunnleggende prinsipper for det indre energimarkedet. Gjennom Norges deltakelse i det nordisk og europeiske kraftmarkedet gjelder markedsreglene også for norske aktører. Regelverk, mekanismer og verktøy er under stadig utvikling. Norge deltar i dette arbeidet bl.a. med Statnett, RME (Reguleringsmyndigheten for energi) og NVE.¹

Kraftmarkedet skal i størst mulig grad drives med markedsbaserte og ikke-diskriminerende virkemidler.

¹ Olje- og energidepartementet(2021) [Energifakta: Kraftmarkedet](#)

2.1 Balanse i kraftsystemet

Kraftsystemet forutsetter at det alltid er balanse mellom hvor mye elektrisitet som leveres inn på kraftnettet og hvor mye som tas ut. I tillegg til balanse mellom inntak og uttak av elektrisitet, må det være tilstrekkelig kapasitet i kraftnettet til å overføre elektrisiteten fra produsentene til konsumentene.

Balansen mellom produksjon og forbruk dannes i kraftmarkedet. Kraftmarkedet består av engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet. Balansen i kraftmarkedet blir dannet av aktørene i engrosmarkedet: kraftprodusentene, nettselskapene, kraftleverandørene og store industrikunder.

Kraftleverandørene selger kraften videre til husholdningene og andre små og mellomstore konsumenter i sluttbrukermarkedet.

Aktørene i engrosmarkedet må sammen bidra til at kraftmengden som leveres inn på nettet er like stor som kraftmengden som tas ut av nettet, slik at frekvens (Hz) og spenning (kV) holdes stabilt på riktig nivå. Det er nødvendig for å unngå strømbrydd og at utstyr ødelegges. Det er Statnett som har det endelige ansvaret for å sikre balansen i det norske kraftsystemet.

2.2 Engrosmarkedet

Engrosmarkedet består av tre markeder:

- Dagen før-markedet (day-ahead eller tidligere elspot)
- Intradagmarkedet
- Balansemarkeder for primær-, sekundær- og tertiærreserver

I tillegg omsettes en mindre del av kraften gjennom bilaterale avtaler mellom kraftprodusenter og store kraftforbrukere.

Dagen før- og intradagmarkedet drives av kraftbørsene, mens de systemansvarlige operatørene (*Transmission System Operators, TSOene*) driver *balansemarkedene*. I Norge er Statnett systemansvarlig operatør. Statnett har ansvar for transmisjonsnettet som utgjør hovednettet i kraftsystemet.

Ifølge den nordiske kraftbørsen Nord Pool omsettes over 90 prosent av elektrisiteten i Norden i engrosmarkedet på kraftbørsen.²

² I tillegg til Nord Pool har kraftbørsen Epex Spot konsesjon til å drive kraftbørs i Norge. I de andre nordiske landene har også råvarebørsen Nasdaq Commodities konsesjon til å drive kraftbørs.

ikke kraftprisen gi et riktig signal om kapasiteten i nettet. Det vil kunne føre til uheldig lokalisering av ny produksjon og forbruk av elektrisitet. Når de langvarige overføringsbegrensningene er fjernet, kan grensene for prisområdene endres.

At det er flaskehalser i kraftnettet kan skyldes høye kostnader, begrenset nytte og motstridende interesser som f.eks. naturvern og miljø.

2.4 Dagen før-markedet

I hovedsak skapes balansen i kraftsystemet gjennom kraftprodusentenes og kraftleverandørenes budgivning i *dagen før-markedet* på kraftbørsen. Her legger aktørene inn bud for hver time det kommende døgnet. I tillegg må nettselskapene levere løpende oversikt over tilgjengelig kapasitet i kraftnettet. For at markedet skal kunne balansere kraftsystemet må kraftbørsene ha oversikt over kapasitetsbegrensningene i kraftnettet.⁴

Hver enkelt kraftprodusent melder inn hvor mye kraft de vil produsere til hvilken pris i det prisområdet de er fysisk lokalisert. Dette kalles tilbudskurve. I dagen før-markedet kan kraftprodusenter som f.eks. er lokalisert i prisområde NO2 bare legge inn bud om salg av kraft i prisområde NO2. Dette gjelder også for kraftprodusenter som eier kraftverk i flere prisområder. Produsentene kan bare legge inn tilbudskurve for hvor mye kraft de vil selge innenfor det prisområdet kraftverkene er fysisk lokalisert. De kan ikke legge inn tilbud om eksport av kraft fra et prisområde til et annet.

Kraftprodusentene må levere like mye kraft som de har meldt inn til fastsatt områdepris. Hvis ikke vil det oppstå ubalanse i kraftsystemet. Hvis avvik skjer må produsenten melde dette inn til intradag- og eventuelt balansemarkedene, slik at balansen kan opprettholdes eller eventuelt gjenopprettes. Avvik skal ikke skje som følge av markedstilpasninger etc. Det vil innebære brudd på forskrift og konsesjonsvilkår.

Kraftleverandørene og store kraftforbrukere må på samme måte legge inn bud på hvor mye kraft de vil kjøpe til hvilken pris i hvert enkelt prisområde. Dette kalles etterspørselskurve. Kraftleverandører og store kraftforbrukere er på tilsvarende måte som produsentene bundet til å motta avtalt mengde elektrisitet og melde inn avvik.

2.4.1 Felles markedskobling og prisalgoritme

De godkjente kraftbørsene (*Nominated Electricity Market Operators*, NEMOene) og transmisjonsoperatørene (TSOene) i Europa har utarbeidet en felles europeisk markedskobling for dagen før-markedet, *Single Day-ahead Coupling* (SDAC), og en felles europeisk prisalgoritme, *Euphemia*, for å beregne overføringskapasiteter, priser og volumer.⁵

Mesteparten av kraftomsetningen i Europa inngår i prismarkedskoblingen SDAC og Euphemia, inkludert Norden. I dag omfatter denne felles markedskoblingen 25 land og om lag 95 prosent av

⁴ Bruken av kraftnettet betales via nettleien som fastsettes av nettselskapene basert på rammer fastsatt av NVE. Nettleien fastsettes ikke gjennom handelen på kraftbørsen.

⁵ Nord Pool (2020) [Nordic System Price Methodology](#), NEMO Committee (2022) [SDAC](#)

Europas kraftforbruk, ifølge Olje- og energidepartementet. Alle kraftbørsene som deltar i dette markedet bruker den samme prisalgoritmen.

2.4.2 Områdepriser og nordisk systempris

Prisalgoritmen Euphemia kobler alle innmeldte salgs- og kjøpsbud (tilbuds- og etterspørselskurver) og tilgjengelig overføringskapasitet i kraftnettet i det felleseuropeiske kraftmarkedet. Algoritmen fastsetter hvor mye kraft som skal produseres til hvilken pris i hvert enkelt prisområde, og hvor mye kraft som skal overføres mellom prisområdene. Områdeprisen er den prisen som skaper balanse mellom tilbud og etterspørsel innenfor det enkelte prisområde. Områdeprisen for de enkelte prisområdene i dagen før-markedet er derfor lik i alle kraftbørsene. Denne prisfastsettingen kalles implisitt auksjon, hvor markedskoblingen beregner priser og volumer automatisk.

Gjennom denne pris- og markedskoblingen finner algoritmen den laveste prisen som gir balanse mellom tilbud og etterspørsel for hvert enkelt prisområde.

Dagen før-markedet er et marginalprissystem. Prisalgoritmen fastsetter områdeprisen lik prisen på den siste kraftenheten for å dekke etterspørselen innenfor hvert enkelt prisområde. Eller sagt på en annen måte - det dyreste produksjonstilbudet som må aksepteres for at etterspørselen innenfor prisområdene skal bli dekket. Dette kalles marginalprisen.

Kraftprodusentene får betalt den prisen som gjelder i det prisområdet de fysisk er lokalisert. Hvor kraften faktisk forbrukes har ingen betydning for produsentene. Kraftprodusentene får med andre ord ingen direkte inntekt for krafteksport i dagen før-markedet. Det er heller ikke mulig å identifisere hvor kraften som overføres regionalt eller internasjonalt er produsert.

Prisalgoritmen beregner en systempris for hele kraftmarkedet i Norden. Systemprisen er en referansepris som ville skapt balanse mellom tilbud og etterspørsel (priskrysset) i hele det nordiske kraftmarkedet hvis det ikke var kapasitetsbegrensninger i kraftnettet. Uten flaskehalser ville kraftprisen vært lik systemprisen i alle prisområdene.

2.4.3 Kraftoverføring mellom prisområdene – eksport og import

Prisalgoritmen i dagen før-markedet beregner hvor mye kraft som må overføres mellom de nordiske prisområdene, og mellom prisområdene i Norden og prisområder i andre land time for time.

I noen prisområder blir det produsert mer kraft enn det er behov for til fastsatt områdepris, mens det i andre prisområder ikke blir produsert tilstrekkelig kraft til fastsatt pris. Kraften vil bli overført fra overskuddsområdene til underskuddsområdene. Dette kan variere fra time for time. I underskuddsområdene vil algoritmen ha fastsatt lik eller høyere pris enn i overskuddsområdet. Det vil avhenge av tilgjengelig overføringskapasitet og budkurvene til aktørene. Er det ikke begrensning i overføringskapasiteten mellom områdene vil prisen være lik.

Når produsentene legger inn sine bud, vet de ikke om kraften blir brukt i eget prisområde eller om den eksporteres til andre prisområder med høyere pris. Produsentene mottar uansett områdeprisen. Produsentene kan ikke selv direkte avgjøre om kraften de selger skal eksporteres, men markedsførhold i og utenfor eget prisområde vil påvirke hvor mye kraft de ønsker å produsere til hvilke priser det neste døgnet.

2.4.4 Marginalpris - produksjonskostnad, alternativkostnad, vannverdi

Logikken i markedet er at prisen er høyest når behovet er størst. Produsentene vil derfor fordele produksjonen av vannkraften slik at det best mulig dekker kraftbehovet, ifølge RME.⁶

Ifølge NOU 2019:16 er det kostnadene ved å produsere den siste kraftenheten for å dekke etterspørselen som setter prisen i engrosmarkedet på kraftbørsen. Dette skal sørge for at «... de rimeligste energiressursene med lavest alternativkostnad benyttes først, slik at kraftbehovet blir dekket til en lavest mulig kostnad for samfunnet». Dette betyr ikke nødvendigvis at prisen settes ut fra hva det rent faktisk koster å produsere den siste energienheten.

Et vannkraftverk med vannmagasin kan vurdere å produsere kraften i morgen eller spare på vannet i magasinet for å ta ut større fortjeneste senere. Samtidig må kraftverkene ta hensyn til krav om bl.a. minstevannføring og regler for høyeste og laveste regulerte vannstand i konsesjonsvilkårene. Produsentene har et særlig ansvar for å unngå flom i underliggende vassdrag. Produsentene må derfor løpende gjøre vurderinger av tilsig, forbruk og markedsforhold.

Kraftprodusenten vil ha en forventning om framtidige kraftpriser. Hvis kraftprisen forventes å stige, kan det være lønnsomt å spare på vannet i magasinet til senere produksjon. Denne forventede verdien kalles vannverdien. Forventer produsenten at kraftprisen i dagen før-markedet er høyere enn vannverdien, lønner det seg å produsere i morgen. Er kraftprisen lavere, vil det være lønnsomt å produsere senere. Disse vurderingene vil kunne være ulik fra kraftverk til kraftverk.

Tilsvarende kan et termisk kraftverk vurdere at det kan være lønnsomt å spare på energien til senere produksjon. Det kan derfor være alternativkostnaden og ikke produksjonskostnaden som er det sentrale begrepet bak produsentenes tilbudskurver i dagen-før markedet.

Kraftprodusenter kan ha ulik energisituasjon, informasjon og vurderinger om fremtidig prisutvikling. De kan derfor tilby ulike tilbudskurver innenfor samme prisområde.

2.4.5 Flaskehalsinntekter i dagen før-markedet

Kraftverkene kan ikke direkte tilby kraft for salg i et annet prisområde i dagen før-markedet, som omtalt ovenfor. De kan derimot ut fra sin vurderinger av nåværende og fremtidig priser, fyllingsgrad etc. tilby et kraftvolum som fører til et overskudd i eget prisområde gjennom prisalgoritmen. Denne kraften blir i så fall overført til et prisområde med høyere kraftpris. Det er Statnett (og eventuelt systemoperatøren i nabolandet), og ikke kraftprodusentene, som mottar denne prisdifferansen. Dette utgjør flaskehalsinntektene.

Det er de nasjonale systemoperatørene for transmisjonsnett/sentralnett (*Transmission System Operators*, TSO), som har ansvar for overføringene mellom prisområdene innenfor og mellom landene. Statnett er systemoperatør i Norge. Flaskehalsinntekter er inntekter Statnett får når kraft overføres fra et prisområde med overskudd av kraft og lavere pris til et annet prisområde med underskudd av kraft og høyere pris. Flaskehalsinntekten er lik prisforskjellen mellom de to prisområdene multiplisert med mengden overført elektrisitet. Flaskehalsinntektene kan oppstå mellom to prisområder innenlands og mellom to land (f.eks. Norge og Tyskland).

⁶ RME (2021) [Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet](#)

Flaskehalsinntektene skal først og fremst finansiere utbyggingen og driften av sentralnettet og mellomlandsforbindelsene. Kostnader og inntekter fra utenlandskablene deles likt mellom systemoperatørene i hver ende av kabelen.

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) bestemmer en årlig samlet inntektsramme for Statnett. Høye flaskehalsinntekter betyr at nettariffen for sentralnettet må reduseres. Ifølge Statnett bidrar flaskehalsinntektene fra utenlandsforbindelsene til at tariffene for sentralnettet er lavere i Norge enn i nabolandene.⁷

2.4.6 Eget dagen før-marked for North Sea Link

North Sea Link mellom Norge og England ble satt i prøvedrift og gjort tilgjengelig for kraftmarkedet 1. oktober 2021. Kapasiteten er 1400 MW, men er satt til 700 MW i starten. Siden åpningen har kraftoverføringen over kabelen gått fra Norge til England med et daglig volum på 17 088 MWh de aller fleste dagene, ifølge Nord Pool. Over et år ville det tilsvare en eksport på 6,2 TWh. Det tilsvarer maksimal overføring på kabelen når halvparten av kapasiteten er tilgjengelig. Økes tilgjengeligheten til maks kapasitet er det plass til å overføre dobbelt så mye. Det vil si over 12 TWh i året.

Storbritannia er ikke del av det indre energimarkedet i EU og inngår ikke i den felleseuropeiske pris- og markedskoblingen.

Det er derfor etablert et eget dagen før-marked med tilsvarende implisitt markedskobling med auksjon som i SDAC. Aktørene leverer salg- og kjøpsbud for hver time det kommende døgnet til sitt prisområde NO2 og Storbritannia (GB). Budene kobles sammen med kapasiteten på NSL, på tilsvarende måte som i Euphemia-algoritmen.⁸

Ettersom prisnivået i Storbritannia normalt har vært langt høyere enn i Norge, er det antatt at auksjonen i de fleste døgn vil koble salgstilbud i NO2 med kjøpstilbud i GB. Selv om de norske kraftprodusentene legger inn sine salgsbud i NO2, vil det trolig sjeldent være tvil om at dette er salgsbud for eksport.

Analyseselskapet Markedskraft anslo i 2014 at nettoeksporten på kabelen til Tyskland ville bli omlag null, men at eksport fra Norge ville utgjøre over 80 prosent av overføringene på kabelen til Storbritannia. Det ville i så fall tilsi at Norge eksporterer og importerer om lag 6 TWh på kabelen til Tyskland, mens Norge eksporterer om lag 10 TWh og importerer om lag 2 TWh på kabelen til Storbritannia.⁹

Alle som har omsetningskonsesjon og er kunde hos Nord Pool Spot kan delta i NSL auksjonen, på lik linje med kravene til deltagelse i det felleseuropeiske dagen før-markedet (SDAC). NSL auksjonen stenger før SDAC. Aktørene får en time til å oppdatere og legge bud i SDAC, basert på

⁷ Statnett (2021) [Statnetts tariff for 2022 holdes ned av handelsinntekter](#)

⁸ Nord Pool (2020) [Søknad om utvidelse av gjeldende markedsplasskonsesjon eventuelt utstedelse av ny markedsplasskonsesjon](#)

⁹ TU (2014) [Norges kraftoverskudd forsvinner til England](#), artikkel 20. august 2014

inngåtte forpliktelser i NSL Aktørene må selv balansere seg innenfor NO2 i begge marked. De som ikke får tilslag i NSL-auksjonen, kan delta med samme kapasitet i SDAC.¹⁰

Aktørene som kan delta i NSL auksjonen må ha fysisk produksjon/forbruk i prisområde NO2 eller legge inn et prisuavhengig bud i SDAC i NO2 som tilsvarer en eventuell forpliktelse fra NSL auksjonen. Det er nødvendig for å sikre balansen i begge markeder, og gjør det naturlig nok mer komplisert og risikofyllt å delta i NSL-auksjonen.

Markedsmekanismene for NSL skal videreutvikles med intradagmarked som i det felleseuropeiske engrosmarkedet.

2.5 Intradagmarkedet

Når dagen før-markedet er avsluttet startes intradagmarkedet. Her kan aktørene kontinuerlig legge inn salgs- og kjøpsbud til kraftbørsene inntil en time før kraften skal leveres.

Til forskjell fra dagen før-markedet fastsettes det en egen budpris for hver enkelt transaksjon i intradagmarkedet. Det etableres ingen felles markedspris for prisområdene.

Siden juni 2018 har det vært et felles europeisk intradagmarked. Gjennom markedskoblingen *Single Intraday Coupling* (SIDC) har NEMOene (kraftbørsene) og TSOene skapt et felles europeisk intradagmarked som muliggjør kontinuerlig krafthandel i Europa i driftsdøgnet.¹¹

SIDC gjør det mulig for kraftbørsene og avvikle handler mellom:

- markedsaktører innenfor samme kraftbørs,
- med en annen kraftbørs innenfor samme markedsområde (f.eks. Norden)
- med andre markedsområder

Intradagmarkedet fungerer etter første mann til mølla-prinsippet, hvor høyeste kjøpsbud og laveste salgsbud får første tilslag, så lenge det er ledig overføringskapasitet.

Det betyr at norske aktører kan legge inn bud hos kraftbørsen og handle med aktører over hele Europa. Aktørene får gjennomført sitt oppgjør i kraftbørsen, som i dagen før-markedet.

Kraftprisen blir fastsatt når salgs- og kjøpsbud blir matchet. SIDC er en implisitt allokering mekanisme som allokterer overføringskapasitet samtidig med at prisen fastsettes. Gjenværende overføringskapasitet i sentralnettet blir fortløpende oppdatert.

I tillegg til å sikre balansen i kraftsystemet, skal intradagmarkedet:

- Fremme konkurransen i kraftmarkedet
- Øke likviditeten i markedet og gjøre det enklere å omsette kraft
- Gjøre det enklere å dele energiproduksjonsressurser

¹⁰ Statnett (2021) [Brev til RME: Svar på spørsmål om planlagt handelsløsning for NSL](#)

¹¹ ENTSOE (2021) [Single Intraday Coupling \(SIDC\)](#)

- Gjøre det enklere for markedsaktørene å takle uventende endringer og brudd i tilbud og etterspørsel

Med økende andel uregulerbar fornybar energi, blir det mer krevende å skape balanse i dagen før-markedet. Det øker behovet for å handle i intradagmarkedet.

Dagens ordning med kontinuerlig handel gjør det ikke mulig å prise inn gjenværende overføringskapasitet. Første mann til mølla-prinsippet utelukker per definisjon noen som helst form for kjøprising. Ledig kapasitet i transmisjonsnettet tildeles gratis.¹²

Prisen kraftleverandøren (brukeren) betaler, er lik prisen kraftprodusenten krever i det enkelt bud. Ettersom det ikke etableres noen prisdifferanser tilfaller det ikke noen flaskehalsinntekter til systemoperatørene i intradagmarkedet per i dag. Deres inntekt er tariffen produsentene og forbrukerne betaler for bruk av transmisjonsnettet.

Gratis tildeling av overføringskapasitet i kraftnettet kan gi feil signaler til markedet, ifølge Europakommisjonen. På kort sikt kan de totale produksjonskostnadene bli høyere enn nødvendig. På lengre sikt kan investeringene i ny produksjonskapasitet bli for høye i forhold til investeringene i økt overføringskapasitet. EU har derfor vedtatt at det skal etableres et system for å sette en pris på ledig overføringskapasitet også i intradagmarkedet.

[EUs kommisjonsforordning for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering](#), *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM) fra 2015 fastslår at ledig overføringskapasitet i intradagmarkedet skal prises. Forordningen ble implementert i norsk rett i juli 2021.

Systemoperatørene og kraftbørsene vil trolig innføre en slik felles prismarkedskobling innen utløpet av 2023. I den nye markedsordningen skal prisen på kapasitet og kraft fastsettes samtidig.¹³

De nasjonale energireguleringsmyndighetene kan etablere eksplisitte markeder for kapasitetstildeling i dag. Dette er bare innført for overføringer mellom Tyskland og Frankrike og mellom Kroatia og Slovenia.

2.5.1 Omfang av intradagmarkedet

Handelen i intradagmarkedet utgjorde under 1 prosent av alle salg og kjøp av kraft i Norge på den nordiske kraftbørsen Nord Pool i 2021.

Intradagmarkedet i Europa vokser og kan synes å ville utgjøre en større del av kraftomsetningen i framtiden. I de tre første kvartalene i 2019 var det 16,2 millioner handler i intradagmarkedet i Europa. I de tre første kvartalene i 2021 var dette økt til 43 millioner handler. Den klart største andelen av handlene i det europeiske intradagmarkedet skjer i Tyskland.

En viktig årsak til ulik andel intradaghandel er andelen uregulerbar fornybar energi. En høy andel regulerbar vannkraft og velfungerende balansemarkeder gir mindre behov for intradaghandel. Liten forskjell i prisene i dagen før-markedet og intradagmarkedet vil heller ikke motivere

¹² Europakommisjonen (2019) [The future electricity intraday market design](#)

¹³ Statnett (2021) [Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030](#)

aktørene til å handle i intradagmarkedet. Økt overføringskapasitet til markedene i utlandet som har større andel uregulerbar fornybar kraft og større prisforskjeller, kan føre til økt intradaghandel også i Norge.

Med økende andel uregulerbar fornybar energi blir det mer krevende å skape balanse i kraftmarkedet. Det er vanskelig å forutse nøyaktig hvor mye vindkraft som kan leveres hver time neste døgn. Hvis det blåser mindre, må et vindkraftverk kjøpe inn tilsvarende mengde kraft fra andre aktører kraftmarkedet slik at de får levert det de har lovet. Behovet for å handle i intradagmarkedet vil øke.

Det vil være den viktigste endringen i kraftmarkedet, mener THEMA. Økt overføringskapasitet i mellomlandforbindelsene og økt fleksibilitet i etterspørselen etter kraft kan også bidra til mer handel i intradagmarkedet, ifølge THEMA.¹⁴

Statnett konkluderer også med at intradagmarkedet vil øke, men er usikre på hvor stort det vil bli. Statnett ønsker at ubalanser avklares så tidlig som mulig, slik at avvik i operativ drift kan begrenses så mye som mulig.

Økt handel i intradagmarkedet betyr at en større del av omsetningen skjer mer direkte mellom selger og kjøper i ulike prisområder/ulike land.

2.6 Balansemarkedene

Dagen før-markedet og intradagmarkedet skaper i all hovedsak balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet, men uforutsette hendelser vil skape nye ubalanser. For å sikre momentan balanse kan systemoperatørene bruke balansemarkedene til å regulere forbruk og produksjon opp og ned. Balansemarkedene deles inn i primærreserver, sekundærreserver og tertiærreserver. Primær og sekundærreservene blir automatisk aktivert ved endringen i frekvensen i kraftnettet. Tertiærreservene aktiviseres manuelt av systemoperatørene.¹⁵

Systemansvarlig kjøper inn reserver fra produsenter og store forbrukere i egne marked. For å delta i engrosmarkedet må aktørene inngå en balanseavtale med systemansvarlig. I 2017 ble det etablert en felles nordisk balanseavregning. Det skal bl.a. bidra til at aktørene kan tilby balansetjenester i flere land. Formålet er at aktørene skal kunne sikre at faktisk forbruk og produksjon er lik avtalt forbruk og produksjon.

Statnett mener det er behov for å øke mengden reserver i balansemarkedene. Økt avhengighet av uregulerbar kraft har gjort kraftsystemet mer sårbart for uforutsette feil og uhell. Reservene blir brukt opp til å balansere markedet for mindre vind enn planlagt.¹⁶

Tertiærreservene (mFFR) tas i bruk når primær og sekundærreservene ikke er tilstrekkelige. Tertiærreservene omsettes i et felles nordisk regulerkraftmarked. Regulerkraftmarkedet fastsetter egne priser ved bud på opp- og nedregulering innenfor minimums- og maksimumsgrenser. Dersom markedet åpenbart ikke klarer å gi en samfunnsøkonomisk effektiv

¹⁴ NVE (2019) [Effects of a more Intraday-Driven Market](#), Ekstern rapport nr 2/2019, THEMA Consulting Group

¹⁵ Olje- og energidepartementet(2021) Energifakta: Kraftmarkedet

¹⁶ Statnett (2021) Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030

regulerkraftpris, kan systemansvarlig suspendere bud og bruke gjeldende områdepris i dagen før-markedet.

Gjennom EUs ren energipakke (EUs fjerde lovpakke om energimarkedet) stilles det krav om at systemoperatørene må gå over til 15 minutters avregningsperiode. Ettersom Norge og Statnett har felles balanseavregning og balansemarked med de andre nordiske landene, må Norge i praksis også oppfølge EUs bestemmelser, selv om lovpakken ikke er innlemmet i EØS-avtalen og implementert i norsk rett.¹⁷

Norden skal gå fra 60 til 15 minutter i avregningen i intradagmarkedet og balansemarkedene fra 22. mai 2023. Innen 1. januar 2025 skal også dagen før-markedet ha 15 minutters avregningsperiode.

Kortere avgrensningsperiode gir økt fleksibilitet og større mulighet til å tilpasse kraftmarkedet til økt andel uregulerbar kraft og økt fleksibilitet i forbruket.

2.7 Finansielle kraftmarkeder

I tillegg til de fysiske kraftmarkedene finnes det også finansielle kraftmarkeder som brukes til risikostyring og spekulasjon. Ingen fysisk kraft omsettes på de finansielle markedene, men det fysiske kraftmarked kan påvirkes av disse handlene. Den nordiske systemprisen blir bl.a. brukt i det finansielle kraftmarkedet.

3 Kraftoverskudd i normalår

I et normalår vil Norge ha en produksjon på over 153 TWh, ifølge NVE.¹⁸ Av dette utgjør vannkraft nær 137 TWh (om lag 90 prosent), vindkraft over 13 TWh (om lag 8 prosent) og varmekraftverk (termisk kraft) under 3,5 TWh (om lag 2 prosent). I et år med gjennomsnittlig værforhold anslår NVE at Norge per i dag har et kraftoverskudd på om lag 20 TWh.¹⁹

Den årlige kraftproduksjonen har variert med over 50 TWh i perioden 1990 til 2021. I 1990 var produksjonen om lag 122 TWh. I 1996 var produksjonen 105 TWh. I 2021 var produksjonen om lag 157 TWh. Det har vært en relativt jevn vekst i brutto kraftforbruk i Norge fra i overkant av 105 TWh i 1990 til nesten 140 TWh i 2021.²⁰

Utenrikshandelen har økt fra om lag 16 TWh i 1990 til 34 TWh i 2021. I perioden 1990 til 2021 har Norge vært nettoeksportør i 22 av årene og nettoimportør i ni av årene. Importen nådde en topp på over 15 TWh i 2004, mens eksporten nådde toppen på om lag 25 TWh i 2020 og nær 26 TWh i 2021. Handelsbalansen har variert fra en nettoimport på 9 TWh i 1996 til en nettoeksport på over 20 TWh i 2020. Målt som et gjennomsnitt for perioden var kraftoverskuddet (nettoeksport) om lag 6 TWh per år.

¹⁷ Statnett (2020) [Informasjonsmøte for BRPer om 15min avregning](#)

¹⁸ NVE (2021) [Kraftproduksjon](#)

¹⁹ NVE (2021) [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040: Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene](#)

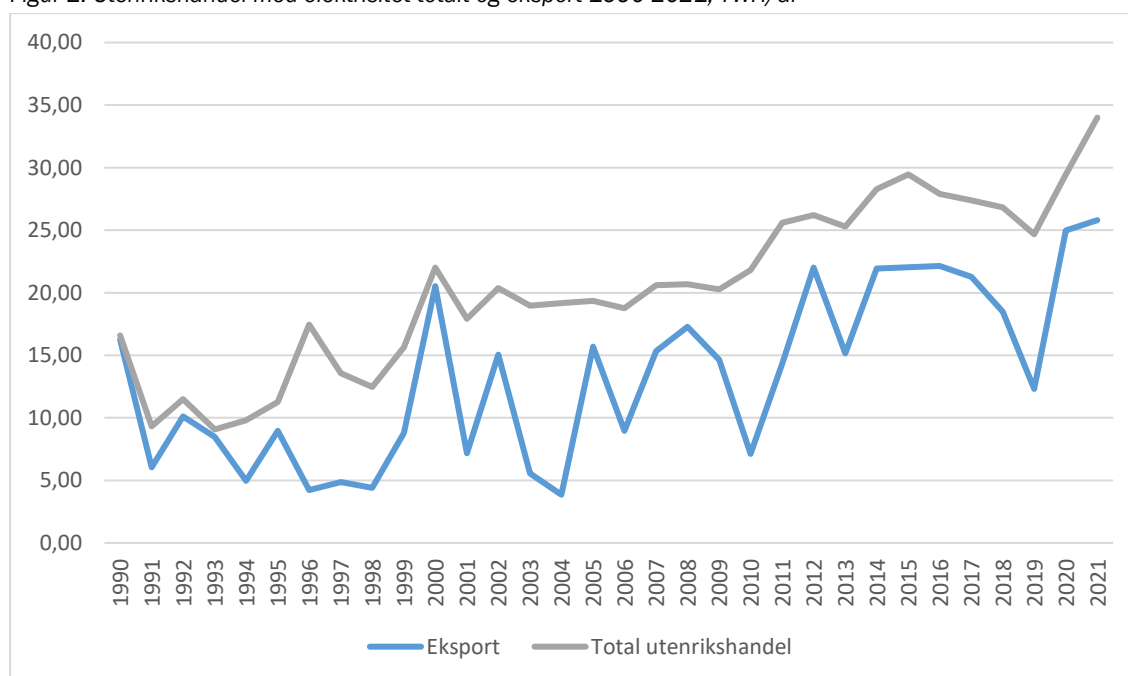
²⁰ SSB (2021) Tabell 11562: Energivarebalanse. Statnett (2022) Det eksepjonelle kraftåret 2021

Eksport utgjør langt den største andelen av utenrikshandelen. For perioden 2010 til og med november 2021 utgjorde eksporten nær 70 prosent.

Vannkraftproduksjonen kan variere med +/- 20 TWh fra normalen i enkeltår, ifølge Statkraft. Det betyr at Norge må ha nettoimport av kraft i tørre år, men at vi ellers vil ha høyere eksport enn import.²¹ Tilsiget til de norske vannkraftverkene kan variere langt mer enn kraftproduksjonen. I perioden 1990 til 2019 har det årlige tilsiget til norske vannkraftverk variert med om lag 65 TWh, ifølge Olje- og energidepartementet.²² Potensialet for økte inntekter fra eksport kan derfor være betydelig. Uten mulighet for eksport ville vannkraftverkene måtte slippe forbi vannet ubenyttet.²³

Som figurene under viser har utenrikshandelen en ganske klart økende trend. Det er større årlige variasjoner for import og eksport. Eksporten synes også å ha en økende trend, mens det er mindre synlig for importen.

Figur 2: Utenrikshandel med elektrisitet totalt og eksport 1990-2021, TWh/år



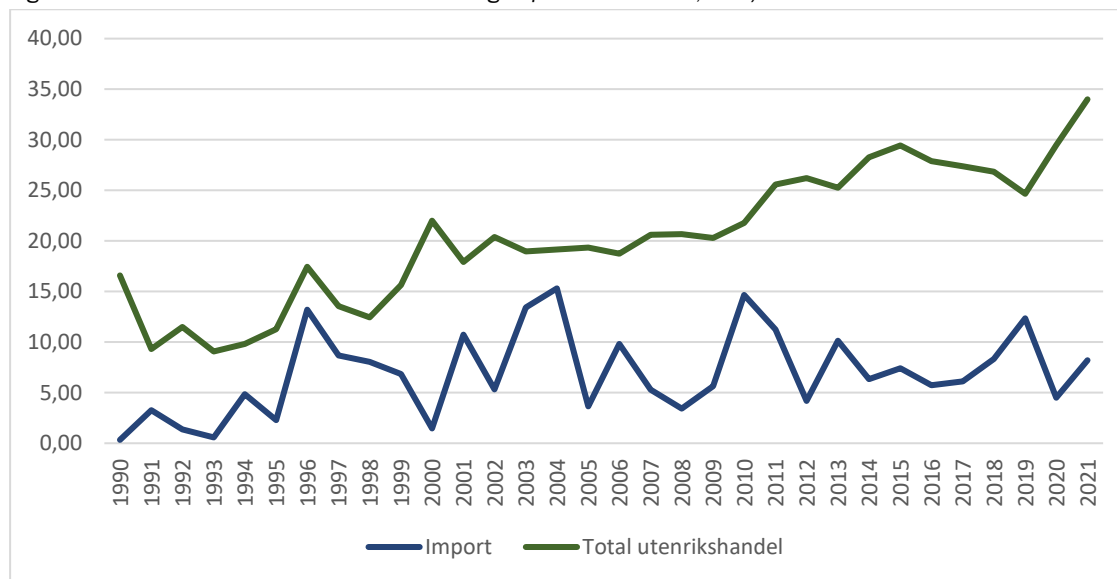
Kilde: SSB (2021) Tabell 11562: Energivarebalanse, Statnett (2022) Det eksepsjonelle kraftåret 2021

²¹ NVE (2021) [Kraftproduksjon](#), Statkraft (2019) [Energi: Har vi kraft nok til å møte fremtiden](#)

²² Energifakta (2021) [Vannkraft](#)

²³ Dette kalles: Flomtap: Vann som i en flomsituasjon ikke kan nyttes til kraftproduksjon på grunn av for liten magasinkapasitet eller for liten slukeevne. I elvekraftverk blir det flomtap når vannføringen er større enn kraftverkets maksimale slukeevne. Vanntap: Vann som må slippes forbi kraftverket når vannføringen er mindre enn den minste vannføringen turbinen kan nytte seg av. Spill: Vann som slippes forbi kraftverket fordi det ikke er behov for kraften/mulig å utnytte kraften i kraftsystemet, enten pga lav etterspørsel, eller pga lav overføringskapasitet.

Figur 3: Utenrikshandel med elektrisitet totalt og import 1990-2021, TWh/år



Kilde: SSB (2021) Tabell 11562: Energivarebalanse, Statnett (2022) Det eksepsjonelle kraftåret 2021

Målt i volum framstår eksporten som viktigere for utenrikshandelen enn importen. Importen kan likevel være helt nødvendig for forsyningssikkerheten. Flere utenlandsforbindelser og økt importkapasitet kan gjøre det enklere og billigere for samfunnet å dekke momentane effekt- og krevende energisituasjoner i løpet av året.

3.1 Utenrikshandelen 2020 og 2021

Kraftproduksjonen, kraftforbruket, utenrikshandelen med kraft og kraftprisene nådde rekordhøye nivåer i 2021. Den årlige strømprøduksjonen var 157,1 TWh. Forbruket var 139,7 TWh og nettoeksporten var på 17,3 TWh. Krafteksporten nådde ny rekord på 25,8 TWh, og importen var 8,2 TWh. Det førte til en rekordhøy utenrikshandel på 34 TWh, ifølge Statnett. Samtidig var fyllingsgraden i vannmagasinene lavere enn normalt og kraftprisene rekordhøye, særlig i Sør-Norge.

I 2020 var det historisk høy fyllingsgrad i vannmagasinene og kraftprisene var rekordlave. Nettoeksporten var over 20 TWh og brutto eksport om lag 25 TWh. Eksporten var litt mindre i 2020, med rekordhøy fyllingsgrad og rekordlave priser, enn i 2021, med rekordhøye priser og svært lav fyllingsgrad (56 prosent i uke 52 i 2021 sammenlignet med 82 prosent i uke 52 i 2020).²⁴

Det er flere årsaker til at høyt kraftoverskudd og lave priser ikke førte til høyere eksport i 2020 enn i 2021. Overføringskapasiteten til utlandet var begrenset i 2020. Det førte til at kraftprodusentene valgte å slippe ut vannet uten å produsere kraft. I en normal situasjon ville norsk kraft blitt eksportert til nabolandene hvor prisen var betydelig høyere enn i Norge. Det kunne gitt økte flaskehalsinntekter til Statnett og økte inntekter til norske kraftprodusenter i Norge.

²⁴ NVE (2021) [Kraftsituasjonen: Fjerde kvartal og året 2020](#), NVE (2022) [Kraftsituasjonen uke 52 2021](#)

Overføringskapasiteten til utlandet var bedre i 2021. Prisutviklingen i Europa bidro til at magasinkraftverkene produserte nok kraft til å opprettholde eksporten på minst samme nivå som i 2020. Vannverdien var ikke høyere enn områdeprisen produsentene kunne oppnå i dagen før-markedet. Samtidig ble ikke fyllingsgraden vurdert som kritisk.

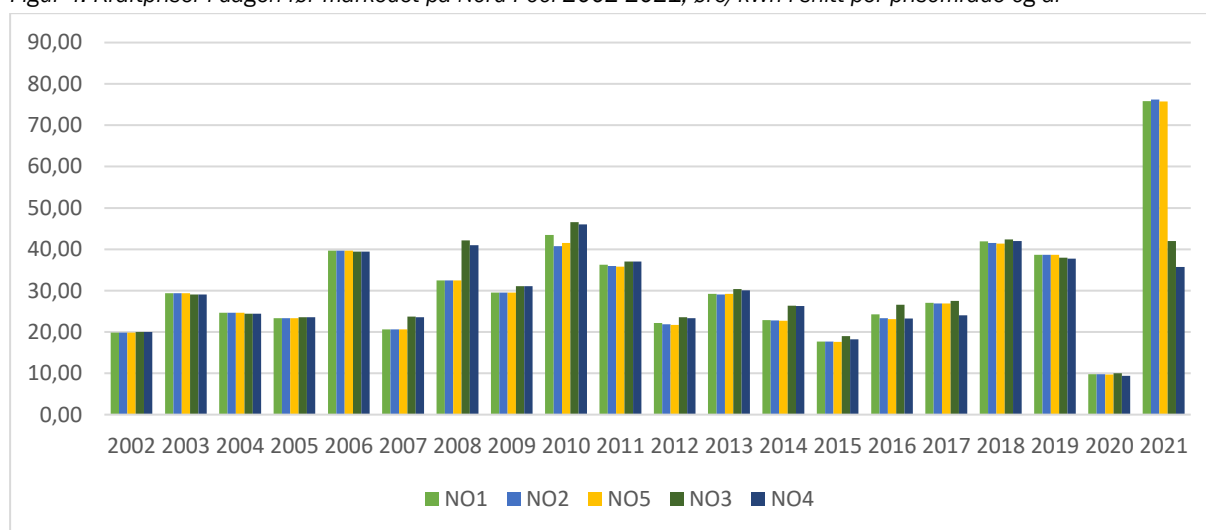
3.2 Prisutviklingen

Kraftprisen på Østlandet (NO1) var i snitt for året 74,69 øre/kWh, mot 9,29 øre/kWh i 2020, og for Sørlandet (NO2) 75,10 øre/kWh opp fra 9,29 øre/kWh i 2020, ifølge Statnett.²⁵

I snitt for perioden 2002 til 2021 har prisen i dagen før-markedet vært om lag 30 øre/kWh for alle de norske prisområdene. For perioden 2002-2010 var prisen i snitt litt høyere i Midt- og Nord-Norge enn i Sør-Norge. For perioden 2011 til 2021 var prisen i snitt litt høyere i Sør-Norge.

I 2021 var differansen i prisen mellom prisområdene betydelig større enn tidligere år. Midt- og Nord-Norge hadde langt lavere pris enn Sør-Norge. Fyllingsgraden i vannmagasinene i Midt-Norge og Nord-Norge har vært om lag på normalnivå i mesteparten av 2021, mens fyllingsgraden i Sør-Norge samlet sett har vært betydelig lavere utover høsten og vinteren.²⁶ Lav fyllingsgrad, lav overføringskapasitet fra NO3 og NO4 til prisområdene i Sør-Norge, og økt overføringskapasitet til land utenfor Norden fra NO2 har bidratt til de store prisforskjellene.

Figur 4: Kraftpriser i dagen før-markedet på Nord Pool 2002-2021, øre/kWh i snitt per prisområde og år



Kilde: Nord Pool (2022) [Day-ahead prices](#)

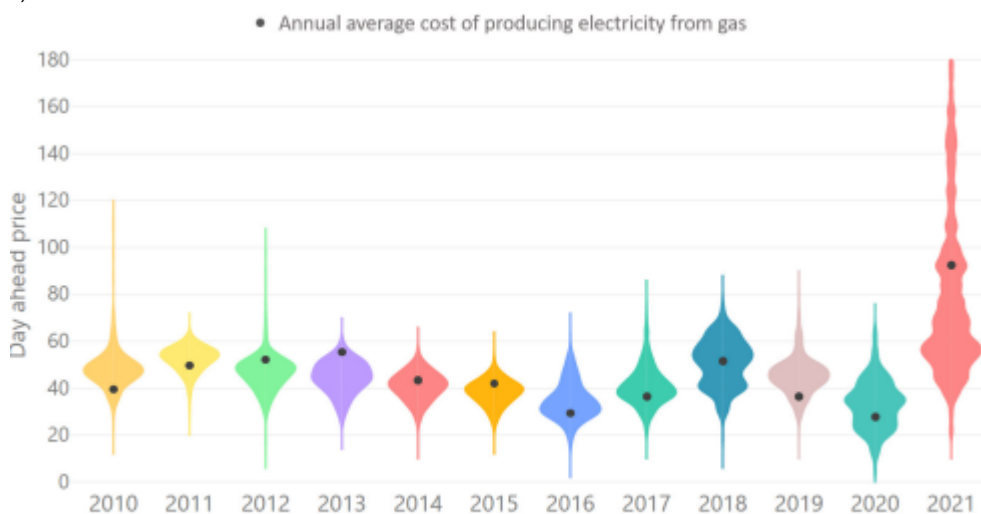
De høye kraftprisene i Europa i 2021 skyldes i hovedsak de høye gassprisene, ifølge ACER.²⁷

²⁵ Statnett (2022) [Det eksepsjonelle kraftåret 2021](#)

²⁶ NVE (2022) [Kraftsituasjonen i veke 2, 2022](#)

²⁷ Kilde: ACER (2021) [ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design](#)

Figur 5: Kraftprisene i dagen før-markedet sammenlignet med produksjonskostnaden i gasskraftverkene 2010-2021 €/MWh



Kilde: ACER (2021)

Fra 1960 til 2000 økte kraftforbruket i Norge fra 31 TWh til 124 TWh. NVE har i sitt basisscenario lagt til grunn at kraftforbruket i Norge vil øke fra 138 TWh i 2021 til 174 TWh i 2040. NVE anslår at det er et lønnsomt energieffektiviseringspotensial i dagens bygningsmasse på 13 TWh, og legger til grunn at 8 TWh av dette potensialet vil bli realisert i 2040 i sitt basisscenario. NVE anslår at kraftforbruket i Norge potensielt kan øke til rundt 200 TWh i 2040.²⁸

Norges kraftoverskudd vil falle mot 2040. NVE anslår at Norge i hele perioden vil ha overskudd av kraft i «normalår», men at kraftbalansen vil kunne variere betydelig fra år til år. Hvis potensialet for maksimalt forbruk slår til, kan Norge få et kraftunderskudd i 2040.

Tabell 1: Utvikling i kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Norge i NVEs basisscenario, TWh/år

	2021	2025	2030	2040
Produksjon	158	163	166	186
Forbruk	138	146	159	174
Kraftbalanse	20	17	7	12

Kilde: NVE (2021)

Statnett legger i Nettutviklingsplan opp til at Norge vil ha en forbruksvekst fra om lag 140 TWh i 2021 til opp mot 220 TWh i 2050. Den høye veksten følger av klimaambisjonene og målene om lavutslippssamfunn, økt elektrifisering og utviklingen av en ny grønn industri.²⁹

I perioden 2010 til 2018 var det normalt en årlig forbruksvekst på 1 prosent per år. For de kommende årene kan enkelte regioner få en årlig vekst på 5-10 prosent, ifølge Statnett. Det betyr i tilfelle at Norges kraftoverskudd kan forsvinne i løpet av 5 år.³⁰

For å møte en slik forbruksvekst legger Statnett opp til å bygge ut kraftnettet og øke kapasiteten til å overføre mer elektrisitet mellom nye og eksisterende kraftprodusenter og forbrukere. Økt

²⁸ NVE (2021) [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040: Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene](#)

²⁹ Statnett (2021) [Nettutviklingsplan 2021](#)

³⁰ Statnett (2022) Det eksepsjonelle kraftåret 2021

produksjon, og ikke minst havvind, er en viktig faktor for å sikre økte tilgang til elektrisitet, ifølge Statnett. Statnett vil vurdere nytten av de nye kablene til Tyskland og Storbritannia før det blir aktuelt å vurdere nye kabler.

Klimaendringene er forventet å gi økt nedbør i Norge. NVE forventer at dette alene vil øke produksjonen i norske kraftverk med 8 TWh fram mot 2100. Samtidig viser klimaanalysene at en større andel av tilsiget kommer om vinteren i hele Norge. Mer nedbør som regn om vinteren på grunn av mildere og våtere klima er gunstig for tilgangen på vannkraft. Redusert behov for oppvarming vil redusere kraftforbruket om vinteren. Dette vil isolert sett bidra til lavere importbehov om vinteren, men samtidig forventer NVE at variasjonen mellom de tørreste og våteste årene vil øke betydelig.

Kraftproduksjonen i Norge har klar sammenheng med tilsiget av vann. I perioden 1989-2018 var variasjonen i tilsiget om vinteren 26 TWh. For perioden 2030-2061 forventer NVE at variasjonen har økt til 36 TWh. Det kan gjøre det mer krevende å forvalte bruken av vannmagasinene og driften av kraftverkene. Økt variasjon i kraftproduksjonen vil isolert sett øke behovet for utenlandsforbindelser.

4 Utviklingen i overføringskapasiteten mellom Norge, Norden og Europa

Overføringskapasiteten fra Norge til Sverige, Danmark og Finland var om lag 3050 MW i 1995, ifølge SSB. Det skulle tilsvare en teoretisk, maksimal årlig overføringskapasitet på om lag 26,7 TWh, eller om lag 17 prosent av norsk produksjonskapasitet. Dette inkluderte Skagerrak 3 mellom Norge og Danmark som ble åpnet i 1993. I tillegg var (og er) det en forbindelse mellom Russland og Norge (Boris Gleb til Pasvik) med en kapasitet på om lag 56 MW. Denne forbindelsen kan bare brukes til import av kraft til Norge.³¹

Siden den gang ble NorNed-kabelen (723 MW) mellom Norge og Nederland åpnet i 2008, Skagerak 4 (700 MW) mellom Norge og Danmark i 2014, NordLink kabelen (1444 MW) mellom Norge og Tyskland i 2021 og North Sea Link (1400 MW) mellom Norge og Storbritannia i 2021 (prøvedrift). Total installert kapasitet på utenlandsforbindelsene er over 9000 MW per 2022, ifølge Reguleringsmyndigheten for energi (RME).³² Det gir et teoretisk potensial til å overføre om lag 80 TWh/år mellom Norge og utlandet:

- Eksport: 3695 (SE)+ 120 (FI)+ 1632 (DK)+ 723 (NL)+1444 (DE) +1400 (UK)= 9014 MW eller om lag 79 TWh/år
- Import: 3995 (SE)+80 (FI)+56 (RUS)+1632 (DK)+723 (NL)+1444 (DE)+1400 (UK)= 9330 MW eller om lag 82 TWh/år

Norge har en samlet teoretisk kapasitet til å overføre om lag 30 TWh per år til land utenfor Norden: Nederland, Tyskland og Storbritannia. NordLink til Tyskland og North Sea Link til

³¹ SSB (1995) Kraftmarkedsmodell med energi- og effektdimensjon, Rapport 95/33
https://www.ssb.no/a/histstat/rapp/rapp_199533.pdf

³² Omregning fra MW til TWh: 9000 MW x 365 dager x 24 timer = 79 TWh/år

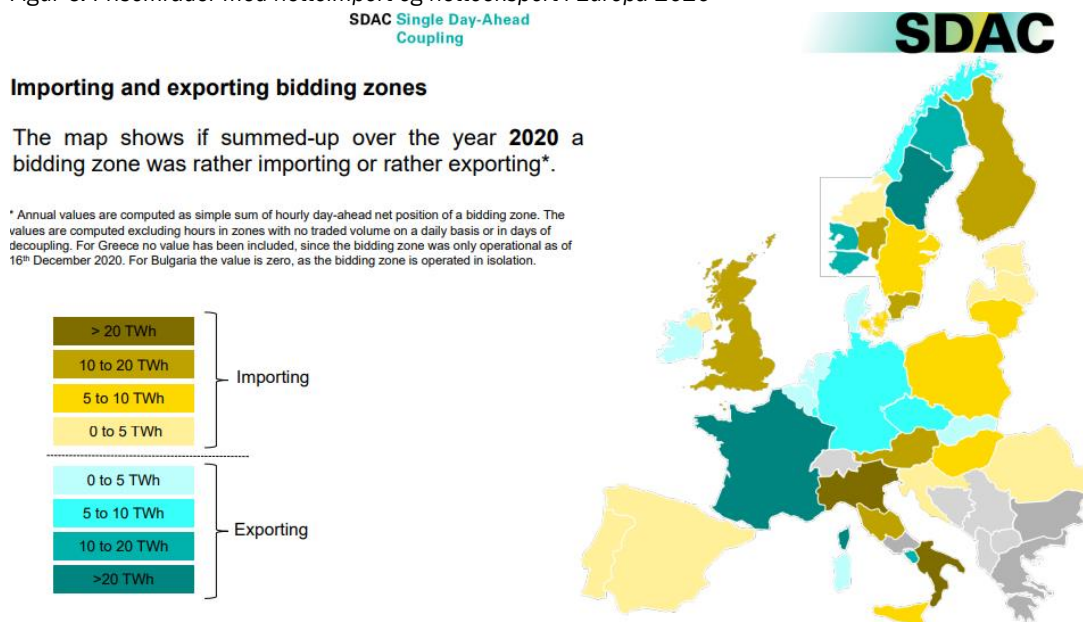
Storbritannia har begge en kapasitet på om lag 1 400 MW. Det tilsvarer en årlig maksimal overføring på over 12 TWh på hver av kablene.³³

Statistikken til Nord Pool viser at flyten på NordLink har gått i begge retninger avhengig av prisnivå. Når prisen er lavest i Tyskland har elektrisiteten blitt overført til Norge og omvendt. I romjula 2021 og de første dagene i 2022, gikk flyten for det mest fra Tyskland til Norge. Både mengde og retning har variert fra null til maksimal kapasitet 1444 MWh. Ved full utnyttelse hver time vil NordLink kunne overføre 12,6 TWh per år. Ved en jevn flyt i begge retninger vil det tilsvare en eksport og import på om lag 6 TWh per år. Økt eksport på kablene kan bidra til lavere fyllingsgrad i vannmagasinene i Norge

Statistikken viser at flyten over NSL i større grad har gått fra Norge til Storbritannia. Det skyldes at prisen i Storbritannia normalt ligger over prisen i Norge. NSL vil derfor trolig føre til betydelig høyere eksport enn import. Det vil bidra til å heve kraftprisen i Norge. Foreløpig har bare halvparten av kapasiteten på kabelen vært tilgjengelig for markedet. Flyten har i mesteparten av timene gått med 712 MWh. Det tilsvarer en overføring på 6,2 TWh per år. Ved full kapasitet kan kabelen overføre nær 12,5 TWh per år.

De europeiske kraftbørsene har laget et kart som viser hvilke prisområder som var nettoeksportør og nettoimportør i 2020. Kartet illustrerer at kablene til Tyskland og Storbritannia kan ha ulik betydning for kraftsituasjonen i Norge.

Figur 6: Prisområder med nettoimport og nettoeksport i Europa 2020



Kilde: NEMO Committee (2021) [Single Day-Ahead Coupling](#)

De gamle og nye mellomlandsforbindelsene gir Norge høy overføringskapasitet sammenlignet med andre europeiske land. Siden 1993 har installert kapasitet i utenlandsforbindelsene blitt nær tredoblet. I dag tilsvarer kapasiteten på forbindelsene mellom Norge og utlandet et teoretisk potensial til å overføre om lag 50 prosent av normal kraftproduksjon i Norge. Sammenlignet med

³³ Montel (2021) [Håver inn 130 millioner kroner i første NSL-uke](#)

antatt produksjonsnivå i 2040 i basisscenarioet til NVE, vil den nåværende teoretiske overføringskapasitet i utenlandsforbindelsene fortsatt kunne tilsvare over 40 prosent av produksjonskapasiteten.

Regner vi Norden som en del av hjemmemarkedet, vil dagens overføringskapasitet i de tre kablene til Nederland, Tyskland og Storbritannia tilsvare om lag 20 prosent av normal kraftproduksjon i dag og 16 prosent av produksjonskapasiteten i 2040. Det er ikke unormalt høyt.

Ifølge Statnett har Norden en overføringskapasitet til andre land i Europa på over 10 000 MW i 2022, hvorav 1 300 MW fra Finland, 4 100 MW fra Danmark, 1 300 MW fra Sverige og 3 500 MW fra Norge. Det gir et teoretisk potensial til å overføre over 87 TWh fra Norden til andre europeiske land, hvorav over 11 TWh fra Finland, over 11 TWh fra Sverige, nær 36 TWh fra Danmark og over 30 TWh fra Norge. I tillegg til denne overføringskapasiteten er det mellomlandsforbindelser mellom Finland og Russland.³⁴

Figur 7: Likestrømsforbindelser ut av Norden



Kilde: Statnett (2021) Kortsiktig markedsanalyse 2021-2026

I 2026 vil kapasiteten være økt til 13 000 MW, ifølge Statnett. Da vil overføringskapasiteten være økt til 5 500 fra Danmark og 2 000 MW fra Sverige.³⁵ Danmark skal åpne sin første utenlandsforbindelse til Storbritannia, Viking Link på 1 400 MW. Sverige skal åpne en ny utenlandsforbindelse til Tyskland, Hansa PowerBridge på 700 MW.

For å få full effekt av Viking Link, er Danmark avhengig av å bygge Endrup-grænsen (Vestkystforbindelsen) fra Jylland til Tyskland på 1000 MW. Prosjektet er forsinket pga. behov for ytterligere miljøundersøkelser.³⁶

³⁴ Statnett (2021) [Kortsiktig markedsanalyse 2021-2026](#)

³⁵ Statnett har oppgitt at kapasiteten øker til 5 500 i Danmark, men har da ikke inkludert av Vestkystforbindelsen mellom Jylland og Tyskland på 1 000 MW (vekselstrøm).

³⁶ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021) [Orientering om godkendelse af ændret tidsplan for Endrup-grænsen \(Vestkystforbindelsen\) til Folketinget](#)

Med denne forbindelsen vil kapasiteten ut av Norden øke til 14 000 MW. Det gir et teoretisk potensial til å overføre om lag 120 TWh per år, ifølge Olje- og energidepartementet.

Ifølge NVE produserte Norden om lag 420 TWh i 2019. Dette vil øke til 510 TWh i 2040, anslø NVE.³⁷

Det betyr at dagens overføringskapasitet med land utenfor Norden utgjør i størrelsesordenen 20 prosent av kraftproduksjonen. Det vil si om lag på samme nivå som Norges overføringskapasitet med land utenfor Norden. Inkludert de nye utenlandsforbindelsene som skal åpnes de nærmeste årene vil den teoretiske overføringskapasiteten mellom Norden og andre land fortsatt utgjøre over 23 prosent av produksjonskapasiteten i 2040.

Økt overføringskapasitet mellom Norden og andre land har skapt flere flaskehalser internt i Norden, ifølge Statnett. Håndteringen av disse flaskehalsene og totalbalansen blir stadig mer krevende. At det oppstår flere avvik i balansen i kraftsystemet (frekvensavvik) synes å sammenheng med at det oppstår flere flaskehalser. Ifølge Statnett er dette særlig tydelig i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.³⁸ De svenske problemene har også stor betydning for Norge, ettersom mesteparten av kraften som eventuelt skal overføres fra Nord-Norge til Sør-Norge må overføres via Sverige.

I de årlige rapportene fra systemansvarlig, påpeker Statnett utfordringene knyttet til overføringskapasitet og sterkt begrenset reguleringsevne i det internasjonaliserte kraftsystemet.

5 Behovet for mellomlandsforbindelser

Norge har hatt mellomlandsforbindelser siden 1960, og det nordiske kraftsystemet er avhengig av tilstrekkelig overføringskapasitet mellom landene. Mellomlandsforbindelsene kan gi økt forsyningssikkerhet og økt verdiskaping.

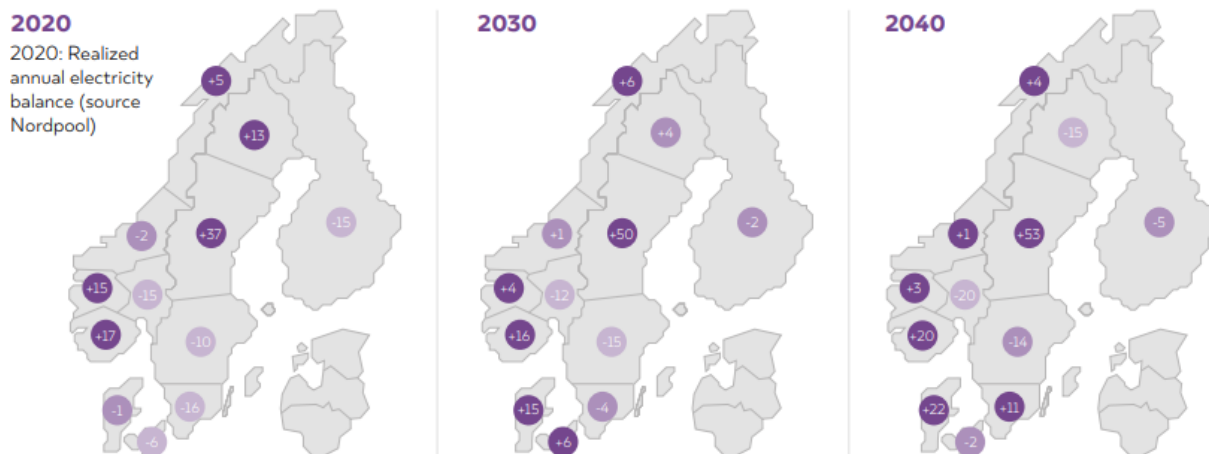
Kraftforbindelser mellom Norge og utlandet bidrar til å sikre kraftforsyningen og øke verdiskapningen i kraftsektoren. Utenlandsforbindelsene skaper flaskehalsinntekter for Statnett og muligheter til å omsette mer kraft for kraftprodusentene.

De nordiske systemoperatørene forventer at Norden vil forbli en nettoeksportør av kraft fram mot 2040. Kraftoverskudd er forventet å øke fra 13 TWh i 2020 til 53 TWh i 2040. Det kan likevel oppstå vanskelige effektsituasjoner. Overskuddet i Norge forventer systemoperatørene at faller fra 20 TWh i 2020 til 8 TWh i 2040. Utviklingen varierer mellom de fem prisområdene.

³⁷ NVE (2019) [Analyse og framskrivning av kraftproduksjonen i Norden til 2040](#)

³⁸ Statnett (2021) [Rapport fra systemansvarlig 2020](#)

Figur 8: Kraftbalansen i de nordiske prisområdene i 2020 (faktisk) og antatt balanse 2030 og 2040 (antatt) i scenariet for et klimanøytralt Norden



Kilde: Statnett, Energinet, Fingrid, Svenska Kraftnät (2021) [Nordic Grid Development Perspective 2021](#)

Danmark forventes å ha et kraftoverskudd på rundt 20 TWh i 2030 og 2040. Sverige forventes å ha et overskudd på 27 TWh i 2030 og 35 TWh i 2040 i scenariet for et klimanøytralt Norden.

Med økt kraftforbruk, økt avhengig av uregulerbar kraft og et lavere kraftoverskudd vil Norge ha større behov for import enn i dag. Risikoen for krevende forsyningssituasjoner vil øke. Samtidig kan økt produksjon av f.eks. havvind føre til at kraftproduksjonen i perioder vil være betydelig høyere enn kraftforbruket. Da vil det være behov for tilstrekkelig eksportkapasitet i utenlandsforbindelse for å sikre økt verdiskaping i kraftsektoren.

5.1 Økt forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet handler om å ha tilstrekkelig effektkapasitet til å dekke maksimalt kraftbehov i øyeblikket, og tilstrekkelig energikapasitet til å dekke maksimalt kraftbehov over tid.

Vanskelig effektsituasjoner oppstår når den momentane (samtidig) etterspørselen etter elektrisitet er større enn summen av maksimal produksjonskapasitet og importkapasitet. En vanskelig effektsituasjon kan f.eks. oppstå lokalt når det i et nabolag skal installeres mange elbilladere. Det er nok kraft tilgjengelig over døgnet, men ikke om naboene setter bilene til lading samtidig. Effektkapasitet måles i watt/W.

Vanskelige energisituasjoner oppstår når tilgangen til energi er begrenset over en lengre periode. I Norge vil det normalt skyldes lav fyllingsgrad i magasinene om vinteren. Dette forsterkes i perioder hvor det også er knapphet på fossile energikilder og ved begrensninger i overføringsnett mellom prisområdene. I et område som i stor grad er avhengig av ikke-regulerbar vindkraft, vil vanskelige energisituasjoner (og effektsituasjoner) kunne oppstå når det ikke blåser. Det samme kan skje i tørrår med liten vannføring i elvene og svært lav fyllingsgrad i magasinene. Energi måles i watt per time/Wh.

Mellomlandsforbindelser kan sikre tilgangen på elektrisitet på en mer kostnadseffektiv måte enn å bygge ut tilstrekkelig egenproduksjon av kraft.³⁹

Kraftutvekslingen mellom Norge og utlandet har gjort det mulig å utnytte fordelene ved å samkjøre vannkraft og varmekraft. Varmekraft (termisk kraft) har gitt en stabil tilgang på energi, mens vannkraften er avhengig av tilsiget av vann. De fleste landene Norge har hatt overføringslinjer til har i stor grad vært basert på varmekraft (med fossile brensel, kjernekraft og biomasse/avfall).

Tilknytningen til kraftsystemene har gjort det mulig å importere kraft i tørrår og eksportere i år med mye nedbør. Det har bidratt til økte eksportinntekter og lavere prisvariasjoner i Norge, ifølge regjeringen. I et lukket norsk kraftsystem ville kraftmarkedet vært mer påvirket av vær og klima. Varmekraftverkene har kunnet levere relativt billig kraft om natten og i helgene, mens vannkraften har dekket forbrukstoppene på dagtid, ifølge regjeringen.⁴⁰

Statnett gjentar logikken i å knytte sammen kraftsystemer med ulike egenskaper i sin tiltaksplan for årene 2018-2022.⁴¹

Tettere fysisk og markedsmessig kopling mellom kraftsystemer med ulike egenskaper gir gevinster ved samlet sett bedre ressursutnyttelse, der ulike produksjonsressurser kan utfylle hverandre på en gunstig måte. Økt handel gir fordeler for Norge i form av rimeligere tørrårssikring og lavere priser i perioder med knapphet på produksjonsressurser i Norge. Handel med andre kraftsystemer øker verdien av norsk fleksibel vannkraft både gjennom økt prisvolatilitet i energimarkedene og høyere eksportpriser for reserveprodukter. Statnett har estimert betydelige samfunnsøkonomiske gevinster av å utveksle systemtjenester på våre mellomlandsforbindelser.

Mulighetene for å optimalisere verdiskapingen i norsk kraftsektor blir endret når våre naboland erstatter varmekraftverk med fornybar og ikke regulerbar energi.

5.2 Forsyningssikkerhet

Utenlandsforbindelsene mellom Norge og Norden, Nederland, Tyskland og Storbritannia har en samlet teoretisk kapasitet til å eksportere og importere om lag 80 TWh per år. Det er mer enn halvparten av total kraftproduksjon i Norge per år, og dobbelt så mye som antatt variasjon i årsproduksjonen av vannkraft på +/- 20 TWh. I løpet av de siste 30 årene har kraftproduksjonen i Norge på det meste variert med om lag 50 TWh fra tørråret 1996 til rekordårene 2020/2021.

Totalt installert overføringskapasitet med utlandet er vesentlig høyere enn variasjonen i den årlige kraftproduksjonen. Statistikken synes ikke å bekrefte at det ut fra risikoen for vanskelige energisituasjoner er behov for den totale overføringskapasiteten i utenlandsforbindelsene.

³⁹ Det er mulig å tenke seg et isolert og velfungerende kraftsystem, slik som på [Island](#). Der er det ingen kraftforbindelser til utlandet.

⁴⁰ OED (2008) [Fakta 2008 : Energi og vannressurser i Norge](#)

⁴¹ Statnett (2018) [Tiltaksplan: Systemdrifts- og markedsutvikling 2018-2022](#)

Reguleringsmyndigheten for energi (RME) mener forsyningssikkerheten i Norge er god, men forsyningssikkerheten kan utfordres med en kombinasjon av tørre og kalde år.

Frekvenskvaliteten har blitt dårligere de siste 15 årene, men kvaliteten i 2020 viste betydelig bedring. De nordiske systemoperatørene har som mål at frekvensavvik ikke skal skje i mer enn 10 000 minutter per år. I 2020 var første gang siden 2009 at avviket var under dette nivået i Norge. Dette skyldes trolig gjennomførte tiltak. Med mer produksjon og import enn forbruk og eksport vil frekvensen stige, og motsatt.

I 2020 var kapasiteten på mellomlandsforbindelsene mellom Norge preget av begrenset kapasitet, ifølge RME. Samtidig var, som allerede omtalt, 2020 et år med høyt tilsig, høy fyllingsgrad og høy kraftproduksjon.

Utenlandskablene kan øke maksimal effektkapasitet i kraftsystemet. Det kan være viktig for å unngå avvik. Utenlandskablene kan også bidra til økt kompleksitet og ubalanse, bl.a. som følge av skifter i hvor stort volum (last) og i hvilken retning (kraftflyten) elektrisiteten overføres gjennom kablene.

I en analyse fra 2012 viste Statnett at de to kablene ville påvirke kraftflyten i hele det norske og svenske kraftnettet. Begrunnelsen var at mer av kapasiteten i magasinkraftverkene ville gå til eksport gjennom de to kablene. Ifølge analysen ville dette påvirke selv de nordligste kraftverkene i Norge og Sverige.⁴²

Leveringspåliteligheten er særlig utsatt for ekstremvær. Utenlandskablene har liten effekt i forhold til om master og kabler blåser over ende i deler av landet.

For å gi samfunnsøkonomisk gevinst bør de sammenkoblede kraftsystemene være komplementære, slik det fremgår av analysene til både Statnett og Energinet. Sammenkoblingen av kraftsystemene bør ikke forsterke utfordringene knyttet til manglende fleksibilitet og reguleringsevne.

Det pågående grønne skiftet i kraftproduksjonen og den økende elektrifiseringen i Norden og resten av Europa kan nettopp bidra til det. Økt kraftbehov og økt andel uregulerbar kraft vil øke utfordringene knyttet til reguleringsevne og produksjonskapasitet.

5.3 Økt fleksibilitet med flere forbindelser

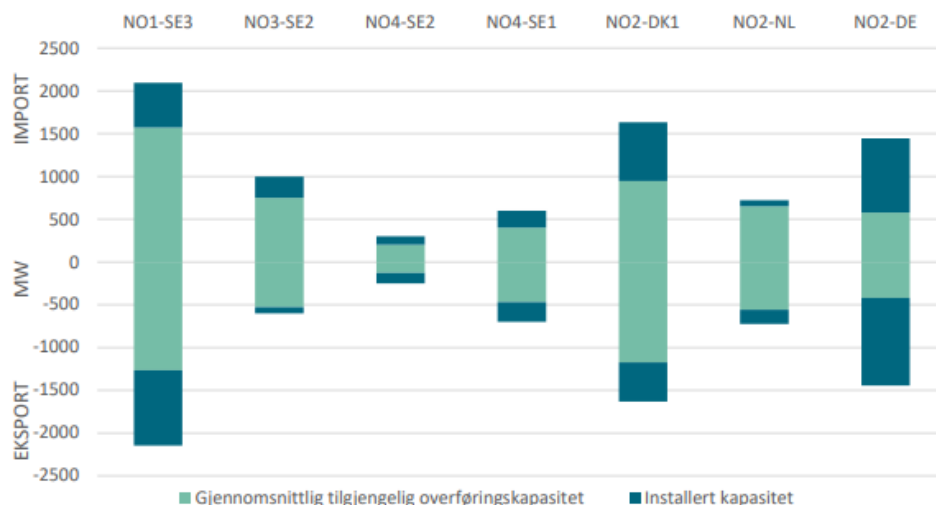
Faktisk tilgjengelig overføringskapasitet er i praksis lavere enn installert, teoretisk kapasitet, pga. feil, skader, vedlikehold og utbedringsarbeider på kablene og tilhørende infrastruktur.

I tredje kvartal 2021 var tilgjengelig eksportkapasitet på mellomlandsforbindelsene 62 prosent og tilgjengelig importkapasitet 57 prosent. Tilgjengelig overføringskapasitet var 70 prosent i første kvartal 2021. I andre kvartal var tilgjengelig eksportkapasitet 80 prosent og tilgjengelig importkapasitet 56 prosent, ifølge NVE.⁴³

⁴² Statnett (2012) [Analyserapport: Sør-Norge og to nye kabler innen 2021](#)

⁴³ NVE (2021) [Kvartalsrapport for kraftmarkedet 2. kvartal 2021](#)

Figur 9: Installert og gjennomsnittlig tilgjengelig overføringskapasitet i 2020



Kilde: RMW (2021) [Driften av kraftsystemet 2020](#)

Flere mellomlandsforbindelsene kan sikre tilstrekkelig effekt i kraftsystemene, når deler av kapasiteten faller ut. Større fall i overføringskapasiteten mellom Norge, Sverige og Danmark kan skape krevende effekt- og energisituasjoner.

På grunn av flaskehalsene internt i Norge, kan være nødvendig med flere mellomlandsforbindelser og høyere kapasitet, enn det samlet sett er behov for nasjonalt. Økt avhengighet til uregulerbar kraft i Norden og Europa kan øke nytten av å koble sammen flere kraftmarkeder.

5.4 Målene om økt integrasjon i det indre energimarkedet

Innen 2020 skulle medlemslandene i EU øke overføringskapasiteten mellom landene til minst 10 prosent av produksjonskapasiteten i hvert enkelt medlemsland. De fleste medlemslandene har nådd målet. Norden har betydelig høyere overføringskapasitet, som vi har omtalt ovenfor.

Statslederne i Det europeiske rådet vedtok i 2014 et mål om 15 prosent overføringskapasitet innen 2030. For å bidra til at det nye målet oppnås, har Kommisjonen foreslått at landene bygger nye mellomlandsforbindelser ut fra tre terskelverdier: ⁴⁴

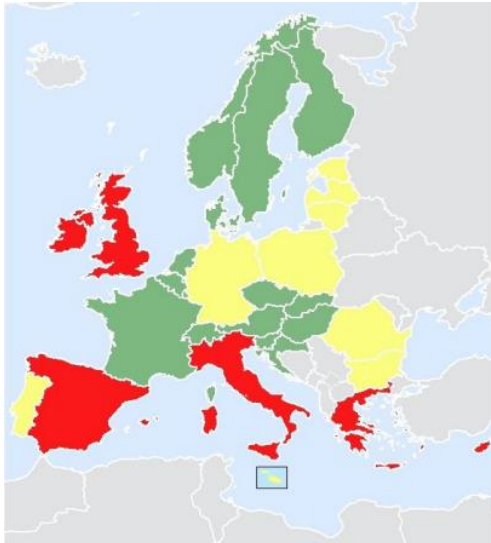
- Et velfungerende internt energimarked skal gi konkurransedyktige elektrisitetspriser for alle europeere. Alle medlemslandene bør redusere prisforskjellene i engrosmarkedet, og kapasiteten i transmisjonsnettene mellom prisområder og medlemsland bør bygges ut, om prisforskjellen mellom områdene er over 2€/MWh (om lag 2 øre/kWh)
- Alle medlemsland bør sikre at maksimalt effektbehov kan dekkes gjennom egenproduksjon og import. Medlemsland med overføringskapasitet under 30 prosent av maksimalt effektbehov må snarest vurdere nye mellomlandsforbindelser.

⁴⁴ Europakommisjonen (2017) [Communication on strengthening Europe's energy networks](#)

- Fornybar kraftproduksjon i medlemslandene bør bli optimalt utnyttet i hele Europa. Land som har overføringskapasitet på under 30 prosent av installert fornybar produksjonskapasitet, bør snarest vurdere nye mellomlandforbindelser.

De nordiske landene innfridde dette allerede i 2017, ifølge Kommisjonen. Det gjorde derimot ikke Tyskland og Storbritannia.

Figur 10: Hvordan medlemslandene i EU, Sveits og Norge innfrir Kommisjonens mål for overføringskapasitet



Grønt – innfrir alle tre mål, gult – innfrir to av målene, rødt – innfrir et eller ingen av målene
Kilde: Europakommisjonen (2017)

EU har satt som mål at minst 70 prosent av kapasiteten i mellomlandsforbindelsene skal være tilgjengelig for grensekryssende handel i kraftmarkedet. Dette skal gjøres innenfor de rammene hensynet til driftssikkerheten i de nasjonale kraftsystemene gir – det vil si kravene til frekvens og spenning mm.

EUs energibyrå ACER har ansvar for å overvåke at medlemslandene innfrir målet. I en rapport fra desember 2021 konkluderer ACER med at systemoperatørene i Danmark og Finland oppnådde målet i 2020, men at systemoperatøren i Sverige ikke klarte dette.⁴⁵

Dette regelverket vil også gjelde for mellomlandsforbindelsene mellom medlemslandene i EU og Norge. For NordLink skal målet nås innen utløpet av 2025, ifølge Statnett.⁴⁶

5.5 Samfunnsøkonomisk nytte av kablene til Tyskland og Storbritannia

Statnett analyserte i 2013 den samfunnsøkonomisk nytten av utenlandsforbindelsene til Tyskland (NordLink) og Storbritannia (North Sea Link, NSL).

⁴⁵ ACER (2021) [Cross-zonal capacity – 70% target](#)

⁴⁶ Statnett (2020) [Gradvis økning av minimumskapasitet på NordLink](#)

Ifølge Statnett ville kablene gi samfunnsøkonomisk gevinst på grunn av to hovedmekanismer:⁴⁷

- *Regulerbar vannkraft i Norge og Sverige bruker sin evne til å flytte på produksjon i tid og leverer dermed kortsiktig fleksibilitet til markedene i Tyskland og Storbritannia*
- *Termisk produksjon i Tyskland og Storbritannia gir det norsk-svenske systemet hjelp fra til å håndtere hydrologiske svingninger ved å produsere mer når det er tørt og mindre når det er vått.*

Ved å knytte sammen disse ulike kraftsystemene ville kablene gi større fleksibilitet og lavere driftskostnader i alle landene, konkluderte Statnett.

Tilgangen til varmekraftproduksjonen (termisk produksjon) i Tyskland og Storbritannia var den viktigste årsaken til kablens nytteverdi. Det ville stå seg over tid, selv om både Tyskland og Storbritannia ville bygge ut mer fornybar energi, ifølge Statnett:

Egenskapene ved den vannkraftdominerte produksjonsparken i Norge og Sverige er i dag fundamentalt forskjellig fra den termiske parken vi finner i Tyskland og Storbritannia. Vi forventer at det fortsatt vil være store forskjeller gjennom kablens levetid. Dette gir betydelige prisforskjeller time for time og er dermed den overordnede årsaken til at kablene gir så stor samfunnsøkonomisk gevinst.

Ifølge Statnett blir de samfunnsøkonomiske gevinstene synlige med:

- Flaskehalsinntektene til Statnett fra eksport og import gjennom kablene (som beskrevet ovenfor)
- Økte inntekter til kraftprodusentene pga økt kraftsalg og høyere priser i perioder med kraftoverskudd
- Lavere priser for konsumentene pga økt tilgang på kraft og lavere priser i perioder med kraftunderskudd

For Norge ville flaskehalsinntektene fra de to kablene gi størst samfunnsgevinst, ifølge Statnett. Prisivirkningene kan i stor grad motvirke hverandre, og fordelingseffekten mellom produsenter og konsumenter kan bli større enn prisvirkningen (mer om dette nedenfor).

Den danske systemoperatøren Energinet begrunner nytten av den planlagte kabelen mellom Danmark og Storbritannia, Viking Link, med de samme mål og gevinster som Statnett

Ifølge Energinet har Viking Link tre hovedformål:⁴⁸

- Øke forsyningssikkerhet i både Danmark og Storbritannia
- Øke verdien for dansk vindkraft og redusere elektrisitetsprisene i Storbritannia
- Øke mulighetene for å utnytte variabel og uregulerbar fornybar kraft, inkludert offshore vindkraft

⁴⁷ Statnett (2013) [Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel, Underlag til konsesjonssøknad 2013](#)

⁴⁸ Energinet (2021) [Viking Link: Elforbindelse til Storbritannien](#)

Energinet viser i sin analyse at den samfunnsøkonomiske gevinsten skyldes økte flaskehalsinntekter til systemoperatørene, større produsentoverskudd når det er kraftoverskudd og lavere priser for konsumentene når det er kraftunderskudd. Det vil si det samme som Statnett viste i sin analyse av kablene til Tyskland og Storbritannia.

Systemoperatørene tjener på høyere flaskehalsinntekter, produsentene tjener på høyere kraftpriser når tilgangen på kraft er større enn behovet innenlands, og konsumentene taper på høyere kraftpriser, og motsatt ved en prisreduksjon. Mulighetene for å øke verdien av kraftproduksjonen i Norge og Danmark, gjør at produsentoverskuddet trolig blir større en konsumentunderskuddet.

I sin systemdrifts- og markedsutviklingsplan for 2022-2030 hevder Statnett at mer variabel fornybar kraftproduksjon og større prisforskjeller vil kunne øke nytten av overføringskapasiteten. Det er prisforskjellene som skaper flaskehalsinntektene, som utgjør det meste av de økonomiske gevinstene. Men med økt andel variabel kraft, kan det både bli langt mer variasjon både i volum, flytretning og flaskehalsinntekter fra kablene. Det kan bidra til økt kompleksitet og større utfordringer med å styre og balansere kraftsystemet. Mer variable inntekter kan også gjøre det mer krevende å finansiere den videre utbyggingen av kraftnettet.

5.5.1 Flaskehalsinntektene deles 50/50

Systemoperatørene på hver side av kabelen deler kostnader og inntekter likt. Det virker uproblematisk når kraftflyten er like stor begge veier. Det kan virke noe mer problematisk når kraftflyten i all hovedsak går en vei fra landet med lavere pris til landet med vedvarende høyere pris. Landet med «billig» kraft selger til landet med dyr kraft, men landet med dyr kraft mottar like mye av handelsinntektene (flaskehalsinntekten). I denne sammenheng må argumentasjon ligge i at landet med høy pris selger tilgangen til hjemmemarkedet, mens landet med lav pris selger kraft. I forhold til alle varemarkeder kunne det minne om en svært høy tollsats, eller om en svært høy bompengesats i transportsektoren.

Det er ingen tvil om at systemoperatørenes inntekter er avhengig av prisforskjellen, uavhengig av hvilket land som har høyest eller lavest pris. Det er prisforskjellen som er inntektskilden, og det er konsumentene i landet med høyest pris som betaler denne differansen. Men ettersom importen fører til lavere kraftpris, gir kabelen en gevinst og ikke en ekstrakostnad for konsumentene.

I landet med høyest pris får forbrukere og næringsliv lavere kraftutgifter, mens kraftprodusentene får lavere inntekter. I landet med lavest pris får forbrukere og næringsliv økte utgifter, mens produsentene får høyere inntekter. Systemoperatørene (staten) øker sine inntekter fra flaskehalsinntektene i begge land.

Statnett konkluderte med at merinntektene fra utenlandskablene ville falle med økt overføringskapasitet ut fra Norden. Åpningen av kabelen til Storbritannia ville redusere flaskehalsinntektene fra kabelen til Tyskland.

Den danske systemoperatøren Energinet konkluderte med at den nye utenlandskabelen mellom Danmark og Storbritannia, Viking Link (se ovenfor), vil «kannibalisere» på de norske flaskehalsinntektene fra North Sea Link. Norge og Nederland vil tape på den dansk-britiske

forbindelsen, ifølge Energinets analyse av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av kabelen. Danmark, Storbritannia, Tyskland og Sverige vil derimot få positiv handelsgevinst av den nye kabelen.

5.5.2 Fordelingsvirkningene av utenlandskablene

I tillegg til flaskehalsinntekter til Statnett, kan utenlandskablene gi *produsentoverskudd* og *konsumentoverskudd*. Produsentoverskuddet er differansen i inntekten kraftprodusentene oppnår med og uten den nye forbindelsen. Konsumentoverskuddet er differansen i kostnadene konsumentene må betale med og uten den nye forbindelsen.

En ny utenlandskabel kan bidra til at prisene i landet med høyest pris blir lavere. Kraftprodusentene der får lavere inntekter, mens konsumentene får lavere kostnader.

Den nye utenlandsforbindelsen kan ha positiv virkning for:

- ♦ kraftprodusentene i landet med lavest pris
- ♦ husholdninger, næringsliv og andre virksomheter i landet med høyest pris

og negativ virkning for:

- ♦ produsentene i landet med høyest pris
- ♦ husholdninger, næringsliv og andre virksomheter i landet med lavest pris

Ut fra et norsk perspektiv kan dette på en litt forenklet måte forklares som følger: I timer med import vil vi kunne kjøpe kraft billigere fra kontinentet enn vi kan produsere selv. I timer med eksport kan vi selge kraften dyrere enn vi ellers ville gjort. Det første gir økt konsumentoverskudd utover hva produsentene taper. Det siste gir økt produsentoverskudd utover hva konsumentene taper.⁴⁹

Hvordan disse virkningene slår ut for hvert av landene vil være avhengig om kraftprisen er vedvarende høyest i det ene landet, eller om det er mer likt fordelt gjennom året.

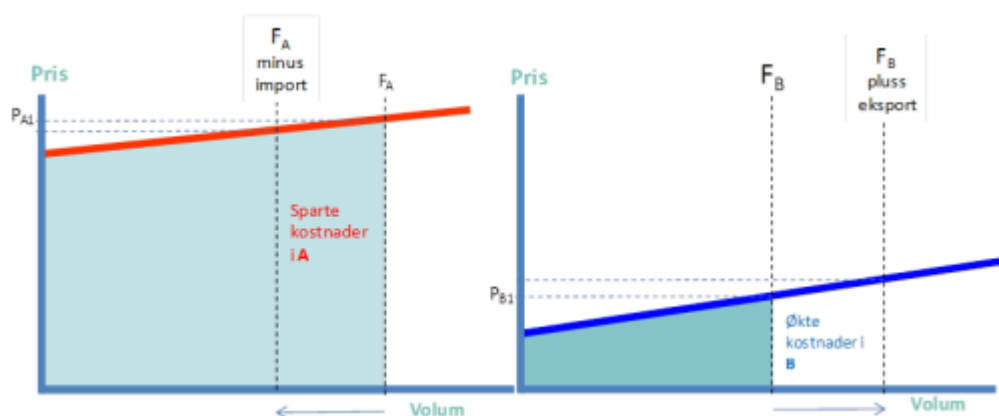
Muligheten for handel mellom områdene vil bidra til likere priser på hver side av kabelen, fastslo Statnett. Området med høyest pris ville få en «viss prisnedgang» ved at kraftproduksjonen med de høyeste marginalkostnadene i det ene området vil bli erstattet med økt produksjon i området med lavere pris. Mer produksjon i området med lavest pris «drar imidlertid ofte opp prisene her, da det som regel er gradvis økende kostnader med økende produksjon».⁵⁰

Statnett viste den logiske sammenhengen i figuren nedenfor.

⁴⁹ Statnett (2013) [Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel, Underlag til konsesjonssøknad 2013](#)

⁵⁰ Ibid.

Figur 11: Prisutjevning ved økt kraftoverføring fra prisområde B med betydelig lavere kraftpris til prisområde A med betydelig høyere kraftpris



Kilde: Statnett (2013)

Figuren viser at en relativt betydelig økning i kraftproduksjonen i prisområde B, med lavest kraftpris, vil gi en stor kostnadsbesparelse i prisområde A, selv om prisreduksjonen der er relativt marginal. Prisøkning i prisområde B vil bli noe større, som følge av økt produksjon. Men i prisområde B er volumet som omsettes lavere enn i prisområde A. Det fører til en langt mindre kostnadsøkning samlet sett for begge områdene. Det totale konsumentoverskuddet blir dermed positivt, og de samlede produksjonskostnadene vil falle. Produsentoverskuddet i prisområde B vil øke betydelig, mens produsentoverskuddet i prisområde A vil falle, i Statnetts eksempel.

Figuren gir et svært forenklet bilde både av volum og priser. Områdeprisen i engrosmarkedet er satt ved marginalprisen. Det betyr at prisen er den samme for hele det omsatte kraftvolumet. Tilbudskurvene til produsentene er heller ikke jevnt stigende. Det har sammenheng med at prisen ikke bare er knyttet til produksjonskostnadene av å produsere en kraftenhet til, men også av produsentens vurderinger av framtidig prisutvikling og alternativkostnad (vannverdien for magasinkraftverkene).

Bytter vi ut prisområde A med Tyskland og Storbritannia, og prisområde B med Norge, ser vi at det i dette eksempelet er kraftprodusentene i Norge og konsumentene i Tyskland og Storbritannia som ville tjene på kablene.

Nettoeffekten av prisvirkningen for produsenter og konsumenter er vesentlig mindre enn fordelingsvirkningene, fastslo Statnett i grunnlaget for konsesjonssøknaden for kablene. Konklusjonen var at endringene i prisene for produsentene og konsumentene i stor grad vil motvirke hverandre. Det er kraftbalansen over året som vil ha mest å si for hvordan priseffekten påvirker fordelingen mellom produsent- og konsumentoverskudd.

I et normalår med kraftoverskudd i Norge, vil utenlandskablene gi en omfordeling fra konsumentene til produsentene, mens kraftunderskudd vil gi motsatt effekt. Det innebærer at utenlandskablene i de fleste år vil gi økte inntekter til kraftprodusentene og høyere kostnader for konsumentene i Norge.

Resonnementet kan gjelde uavhengig av størrelsen på prisendringene. Konsekvensen av høye priser blir likevel større både for kraftprodusenter og konsumenter. Det kan gi betydelige

fordelingsvirkninger i form av økte inntekter til kraftprodusentene (stat, kommune og fylkeskommune), og økte utgifter til husholdninger, næringsliv og andre virksomheter, slik vi opplever i 2021/2022. Det er ikke tvil om at kraftsituasjonen i 2021/2022 skyldes spesifikke forhold knyttet til tilgangen på energikilder. Samtidig viser prinsippskissene for tilbuds- og etterspørselskurvene i kraftmarkedet, at slike situasjoner kan oppstå som følge av manglende fleksibilitet i markedet. Økende andel uregulerbar kraft i våre naboland, kan føre til at fleksibiliteten i kraftmarkedet i Norge blir redusert.

Hvor stor prisendringene vil bli er vanskelig å fastslå. Det viser erfaringene fra 2021.

5.5.3 Sammenhengen mellom tilbud, etterspørsel og pris

Statnett har analysert fleksibiliteten i det nordiske kraftmarkedet. Analysen viste at kraftforbruket er lite elastisk. Kraftproduksjonen er også svært lite elastisk i perioder med lite tilgjengelig produksjon, som i 2021/2022 med lav fyllingsgrad i vannmagasinene i Sør-Norge. Når tilgjengelig produksjonskapasitet er stor, kan forbruket økes betydelig uten at det har betydning for prisen, men når det blir knapphet på tilgjengelig produksjonskapasitet øker kraftprisen ekstremt mye. Det skaper store utfordringer i et marked med svært lav fleksibilitet i forbruket, slik som i kraftmarkedet.⁵¹

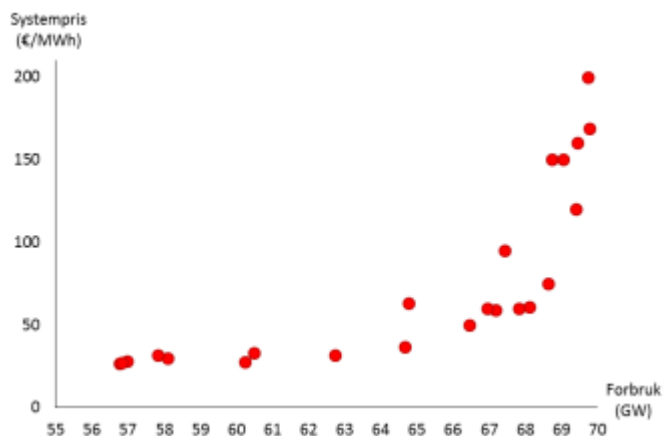
Det er størrelsen på residualforbruket som gir den høye priseffekten. Residualforbruket er forbruket minus uregulerbar kraftproduksjon. Det vil si andelen av forbruket som ikke kan dekkes av uregulerbar produksjon som vind- og solenergi, men som må dekkes av regulerbar energi, som vannkraft og kraft fra forbrenningsanlegg/termisk kraft. Når residualforbruket nærmer seg grensen for regulerbar produksjonskapasitet, stiger prisene bratt.

Prisen i dagen før-markedet fastsettes time for time, som vi har omtalt ovenfor. Forbruket varierer betydelig gjennom døgnet, men er lite fleksibelt time for time. Det betyr i praksis at prisene er lave i de timene hvor tilgangen på produksjonskapasitet er stor, mens prisene blir svært høye i timer hvor forbruket er høyt og tilgangen på produksjonskapasitet blir knapp.

Statnett eksemplifiserer effekten av lav fleksibilitet med å vise utviklingen i den nordiske systemprisen time for time den 21. januar 2016.

⁵¹ Statnett (2018) [Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040](#)

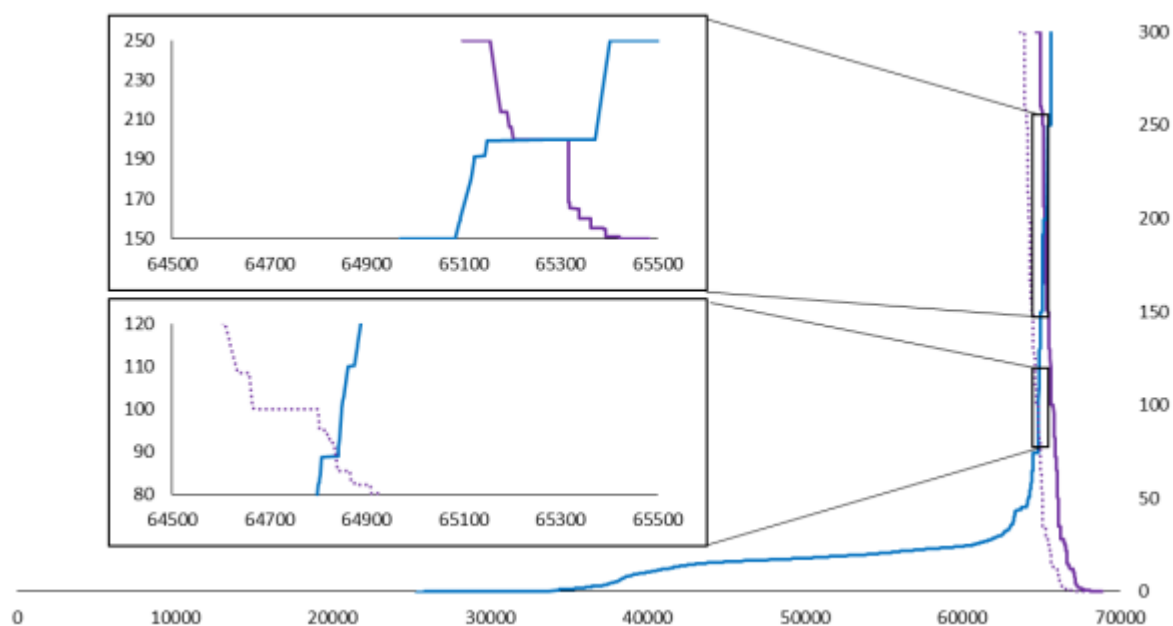
Figur 12: Sammenhengen mellom kraftforbruk og systempris i Norden 21. januar 2016 time for time



Kilde: Statnett (2018) Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040

Statnett tydeliggjør effekten i en time der prisen er 199,94 €/MWh (omlag 2 kr/kWh). Med så høy pris er tilbudskurven om lag like bratt som etterspørselskurven. Evnen eller viljen til å endre produksjon og forbruk er liten. Det betyr i praksis at selv små endringer i forbruket kan gi store prisutslag. En reduksjon i etterspørselen med 1 GW kan redusere prisen med over 1 kr/kWh, mens 1 GW høyere forbruk kan øke prisen med 1 kr/kWh.

Figur 13: Tilbud- og etterspørselskurver i dagen før-markedet i Norden 21. januar 2016 klokken 17-18



Kilde: Statnett (2018) Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040

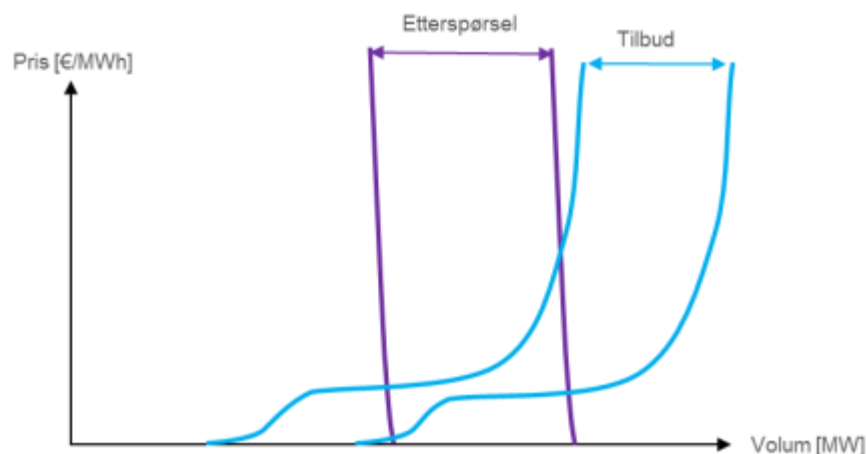
Tilgangen på regulerbar produksjonskapasitet i Norge er avhengig av vannverdien, som vi har omtalt ovenfor. I et marked med liten fleksibilitet i forbruket, kan kraftprodusentenes vurderinger av framtidig prisutvikling ha meget stor effekt på kraftprisene.

Som vi ser kan endringer i priser og volum gi langt større effekt enn det figurene fra underlaget til Statnetts konsesjonssøknad for utenlandskablene til Tyskland og Storbritannia gir inntrykk av.

Det avhenger helt av hvor presset produksjonskapasiteten er, produksjonskostnadene og produsentenes vurderinger om utviklingen i kraftprisene.

Dersom tilgjengelig produksjonskapasitet er stor, kan prisvirkningen av endret etterspørsel bli lav, slik Statnett illustrerer med en prinsippfigur i rapporten om fleksibilitet i markedet.

Figur 14: Tilbuds- og etterspørselskurver i dagens nordiske kraftmarked



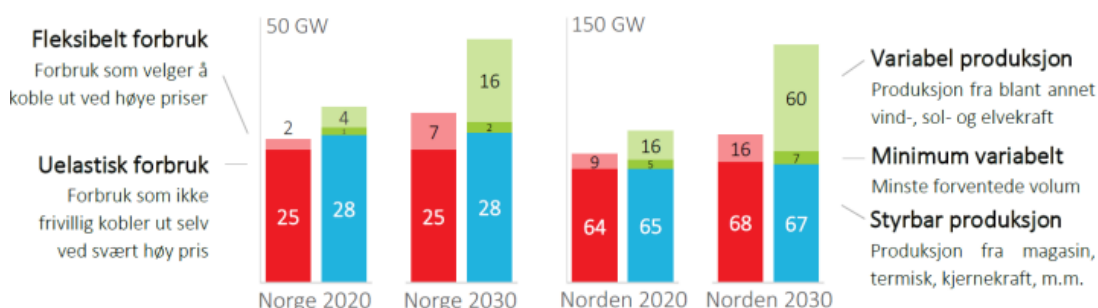
Kilde: Statnett (2018) *Fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet 2018-2040*

Figuren viser at en betydelig økning i tilgang til kraft vil kunne gi vesentlig lavere kraftpriser. Uregulerbar kraft kan gi denne effekten, men uregulerbar kraftproduksjon vil variere. Det betyr at tilbudskurven kan bli flyttet mot venstre, selv om installert produksjonskapasitet er økt betydelig.

Lav fleksibilitet i forbruket er en viktig prisdriver og en viktig faktor i produsentenes vurdering av pris og vannverdi. Økt fleksibilitet i forbruket kan føre til lavere priser, om konsumentene reduserer etterspørselen når produksjonskapasiteten i systemet er mest presset.

Statnett forventer i sin siste markedsanalyse at veksten i kraftforbruket i Norge skjer i form av økt fleksibelt forbruk. Det vil si forbruk som kobles ut ved høye priser. Det betyr i så fall at fleksibiliteten i kraftsystemet øker, selv om all ny kraftproduksjon er uregulerbar produksjon.

Figur 15 : Effektbalanse i Norge og Norden i 2020 og 2030



Rød søyle er forbruk, blå og grønn søyle er produksjon

Kilde: Statnett (2021) [Kortsiktig markedsanalyse 2021-2026](#)

Økt fleksibilitet i forbruket kan bety at balansen mellom tilbud og etterspørsel oppnås før tilbudskurven er på det bratteste.

5.5.4 Økt omsetting i intradagmarkedet

Handel i intradagmarkedet (handel i driftsdøgnet) skjer, som vi har belyst ovenfor, i form av avtale mellom en selger og en kjøper. Handlene omsettes via kraftbørsen, men det fastsettes ingen felles områdepriser. Aktørene kan handle direkte på tvers av prisområder og landegrenser.

Utviklingen i kraftmarkedet går i retning av økte fleksibilitetsmekanismer (f.eks. 15 minutters auksjoner og balanseringer), mer variabel kraftproduksjon, økt overføringskapasitet mellom landene og et mer integrert kraftmarked. Det kan gjøre det mer nødvendig med økt omsetting i intradagmarkedet.

Økt aktivitet i intradagmarkedet kan skape en tydeligere relasjon mellom kraftprodusentenes disponeringer av egen produksjonskapasitet og eksportmarkedet. Økt overføringskapasitet med de nye utenlandskablene kan underbygge en slik utvikling. Kraftprodusentene kan tilpasse budkurvene de leverer til dagen før-markedet ut fra en visshet om at det kommer nye salgsmuligheter i intradagmarkedet. Det kan igjen bidra til økt prisutjevning mellom Norden og kontinentet og Norden og Storbritannia.

En slik utvikling kan forsterke fordelingseffektene kablene vil få for produsenter og konsumenter.

5.5.5 Overføringstap

I Statnetts verdiskapingsrapport fra 2016 hevder Statnett at overføringstapet på utenlandskablene kan være mellom 3-5 prosent. Dersom handelsinntekten er mindre enn kostnaden ved å betale for energitapene, vil Statnett tape på overføringene.

Energitapet i likestrømsforbindelsene mellom Norge og landene utenfor Norden blir tatt hensyn til i pris- og markedskoblingen på kraftbørsen. Tapet er satt til 2,4 prosent på NordNed, 3,1 prosent på NordLink og 2,6 prosent på NSL., ifølge Nord Pool.⁵² Det vil i praksis si at overføringskapasiteten først kan bli tildelt når prisdifferansen mellom Norge og nabolandene er større enn tapsprosenten.

Ifølge Europower Energi oppgir Statnett at kostnadene forbundet med overføringstapet på utenlandskablene kan variere fra under 1 prosent til opp mot 49 prosent av flaskehalsinntektene. For NordNed-kabelen har overføringstapet utgjort 0,6 prosent til 29 prosent av flaskehalsinntektene kvartalsvis, men de har utgjort mellom 0,4 prosent til 49 prosent på Skagerak-forbindelsen til Danmark. Når forskjellene i kraftprisene er liten, er det ikke lønnsomt å overføre kraft gjennom kablene. Det er systemoperatørene som må dekke kostnaden ved overføringstapet. Statnett må kjøpe kraften som tapes i overføringen i utenlandskablene til spotpris på Nord Pool.⁵³

Kostnadene som følger av overføringstapet understreker at det er prisdifferansen mellom områdene i hver ende av kabelen som skaper verdien, og kabelen som utløser dette gevinstpotensialet. Både Statnett og Energinet peker på at flaskehalsinntektene trolig utgjør hoveddelen av kablens samfunnsøkonomiske verdiskaping. Samtidig konkluderer begge selskap med at flere utenlandskabler fører til lavere flaskehalsinntekter.

⁵² Nord Pool (2021) [Loss functionality](#)

⁵³ Europower Energi (2021) [Så mye tjener Statnett på utenlandskablene](#), artikkel 9. juni 2021

6 Regulering av kraftmarkedet og utenlandskablene

Økt integrering av energimarkedet har som formål å øke forsyningssikkerheten, redusere energiprisene og skape et bærekraftig og klimavennlig kraftsystem i hele Europa.

For å oppnå dette har EU vedtatt mål, rammer og regler for kraftsystemet bl.a. om økt andel fornybar kraft, økt energieffektivisering, økt integrering på tvers av landegrensene, utformingen kraftmarkedet og felles markedsmekanismer. I dag setter bl.a. mål til andel fornybar energi og overføringskapasiteter rammer for utviklingen av kraftmarkedet.

For å sikre at målene nås utvikler myndigheter og markedsaktørene nye mekanismer for å motvirke uheldige markedseffekter. Dette vil være en pågående prosess ettersom nye problemstillinger og muligheter oppstår. Norge deltar aktivt i dette arbeidet med bl.a. NVE, RME og Statnett. Det er et mål at virkemidlene som skal løse utfordringene i det europeiske kraftsystemet er markedsbaserte og ikke-diskriminerende.

Kraftmarkedet vil bli mer komplekst. En fortsatt økt integrering kan gjøre det enda mer krevende å oppnå kraftmarkedets overordnede mål om forsyningssikkerheten og prisutvikling. Samtidig som en økt integrering gjør det mulig å utnytte den totale fleksibiliteten produksjons- og overføringskapasiteten på best mulig måte.

Europakommisjonen mener økt satsing på utbygging av fornybar kraftproduksjon, økt integrering og samarbeid om kraftproduksjon og kraftoverføring er den langsiktige løsningen på kraftsystemets utfordringer. Samtidig er det ingen tvil om at økt andel variabel og uregulerbar kraft skaper nye utfordringer.

Det er krevende å definere balansepunktet mellom å sikre forsyningssikkerheten innenfor de enkelte prisområdene og å sikre forsyningssikkerheten i hele det europeiske kraftmarkedet. For å sikre at kraftmarkedet oppnår de overordnede målene, vil det være viktig å ha en løpende vurdering av de overordnede rammene. For eksempel med mål/krav om andel regulerbar kraft.

Bruk av kapasitetsmarkeder og kapasitetsmekanismer er en mulig løsning, slik som subsidiering har vært et virkemiddel for å fremme utbyggingen av fornybar kraft. I Norden er det etablert et felles marked for kraftreserver.⁵⁴ I Storbritannia ble det etablert et kapasitetsmarked i 2014. Mange av medlemslandene i EU har også etablert ulike type kapasitetsmekanismer.⁵⁵

Europakommisjonen har foreslått et mål om 40 prosent fornybar energi innen 2040 i EU.⁵⁶ Kanskje kan det bli aktuelt å sette nasjonale eller felleseuropeisk mål om andel regulerbar kraft og om økt fleksibilitet i forbruket?

⁵⁴ NVE (2020) ACER godkjenner forslag om opprettelse av et nordisk kapasitetsmarked for automatiske reserver

⁵⁵ Kozlova, M og Øverland, I (2022) [Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience](#)

⁵⁶ Europakommisjonen (2021) [Renewable Energy Directive revision](#)

De europeiske systemoperatørene har fastslått at dagens kraftmarked fungerer bra, selv om det er svært høye energipriser. Det var færre avvik og brudd i elektrisitetsforsyningen i 2021 enn det var i 2020.⁵⁷

Tettere fysisk kobling mellom Norden og kontinentet er nødvendig for å skape balanse i kraftsystemet, øke verdiskapingen og sikre forsyningen i tørrår, fastlår Statnett. Utbygging av fornybar kraft i Norden vil bidra til å øke effektbalansen mot 2030, men samtidig peker Statnett på at økt avhengighet av uregulerbar fornybar kraft og høyere kraftforbruk kan øke risikoen for vanskelige effektsituasjoner. Det kan oppstå situasjoner hvor det ikke er tilstrekkelig kraft i systemet for å dekke det momentane behovet uansett om produksjonskapasiteten har økt betydelig.⁵⁸

Ansvaret for de nasjonale kraftsystemene tilligger de nasjonale systemoperatørene. Hvert enkelt land skal ivareta egen forsyningssikkerhet. Det ansvaret kan ikke pålegges myndigheter eller kraftselskap i andre land. Det bør være relevant å spørre hvilke krav Statnett og de andre nasjonale systemoperatørene kan sette til forsyningssikkerheten, ut fra den nye situasjonen med økt handel mellom landene, økt andel uregulerbar energi og knapphet på brensel til varmekraftverkene.

Statnett kan redusere flyten på utenlandskablene hvis overføringen på kablene skaper ubalanse i resten av systemet. Overbelastning på en annen linje kan føre til fysisk skade. Statnett kan ikke styre overføringene etter pris, men etter hva systemet tåler.

Selv om de nye markedsmodellene gir mulighet til å styre balanse hvert 15. minutt og ikke bare hver time, kan mangelen på kapasitet og fleksibilitet gjøre det nødvendig med rammer for andelen uregulerbar kraft i kraftsystemene.

Økt overføringskapasitet mellom Norden og andre land har skapt flere flaskehalser internt i Norden, ifølge Statnett. Håndteringen av disse flaskehalser og totalbalansen blir stadig mer krevende. At det oppstår flere avvik i balansen i kraftsystemet (frekvensavvik) synes å sammenheng med at det oppstår flere flaskehalser. Ifølge Statnett er dette særlig tydelig i og ut av Norge, og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.⁵⁹ De svenske problemene har også stor betydning for Norge, ettersom mesteparten av kraften som eventuelt skal overføres fra Nord-Norge til Sør-Norge må overføres via Sverige.

I de årlige rapportene fra systemansvarlig, påpeker Statnett utfordringene knyttet til overføringskapasitet og økt andel produksjon med sterkt begrenset reguleringsevne i det internasjonaliserte kraftsystemet.

NVE, Statnett og regjeringen har virkemidler dersom kraftforsyningen i Norge blir truet. NVE kan anbefale for OED å vedta rasjonering, og i siste instans sette hele kraftsystemet under administrasjon. Da er NVE koordinerende beredskapsmyndighet og Statnett vil ha et operativt lederansvar. Men da er det krise. Det er ikke tema for dette oppdraget.

⁵⁷ Europakommisjonen (2021) [ENTSO-E winter outlook underlines greater resilience of EU electricity market](#)

⁵⁸ Statnett (2021) [Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2022-2030](#)

⁵⁹ Statnett (2021) [Rapport fra systemansvarlig 2020](#)

6.1 Regulere kraftprisene

I dag er det ikke lov å sette pristak i kraftmarkedet. Artikkel 10 i EUs elektrisitetsforordning fra 2019 fastslår at det ikke kan være noen øvre eller nedre grense for elektrisitetsprisen i engrosmarkedet.⁶⁰ Forordningen er vurdert som EØS-relevant, men er foreløpig innlemmet i EØS-avtalen og implementert i norsk rett. Som deltaker i EUs indre energimarked og de etablerte pris- og markedskoblingene, vil det ikke være mulig å etablere et pristak i Norge.

Det er kanskje uheldig i et marked med svært liten fleksibilitet på forbrukssiden. Samtidig vil et lavt pristak ikke kunne gi prissignalene markedsaktører og myndigheter trenger for å fatte riktige beslutninger om investeringer og systemendringer. Et fravær av prising kan gi negative markedseffekter. For eksempel at forbruket av elektrisitet blir høyere enn nødvendig, som fører til at investeringene i ny kraftproduksjon og økt kapasitet i kraftnettet også kan bli høyere enn nødvendig. Prisregulering er åpenbart krevende. Samtidig er det liten tvil om at kraftmarkedet er sårbart for endrete rammevilkår – f.eks. økt avhengighet av uregulerbar kraftproduksjon og høye brenselpriser.

Ifølge Europakommisjonen er det bred enighet om at dagens marginalpris-modell er den beste modellen. Kommisjonen fastslo samtidig at videre analyse av prismodellen i kraftmarkedet er berettiget.⁶¹

På kort sikt kan myndighetene dempe de negative priseffektene i dagens kraftmarked med avbøtende tiltak. På lengre sikt kan det være nødvendig å vurdere nye tiltak for å utvikle et mer motstandsdyktig (resilient) kraftsystem.

⁶⁰ [Europaparlamentets og Rådets forordning \(EU\) av 5 juni 2019 om det indre elektrisitetsmarkedet](#)

⁶¹ Europakommisjonen (2021) [Energy prices: Commission present a toolbox of measures to tackle exceptional situation and its impacts](#)

7 Vedlegg: Kraftpriser og kraftoverføring i Europa

En oversikt fra de europeiske kraftbørsene viser gjennomsnittlige kraftpriser i 2019 og 2020. De illustrerer tydelig at kraftprisen i 2021/2022 ikke er normalsituasjonen i det europeiske kraftmarkedet. Prisene og prisforskjellene er normalt langt lavere. I 2019 var f.eks. prisnivået i Tyskland lavere enn i Norge. I 2020 var prisene svært lave i Norge, og det skyldes fulle norske vannmagasin og begrenset overføringskapasitet til utlandet.

Kart over tre dagene i januar 2022 fra Nord Pool illustrerer sammenhenger og kompleksiteten i kraftmarkedet. Kraftflyten gjennom North Sea Link mellom Norge og Storbritannia inngår ikke i disse kartene. Vi har lagt inn en tabell over kraftflyten på NSL i januar 2022.

Den 1. januar 2022 hadde de tre sørligste prisområdene i Norge de høyeste kraftprisene i Europa. Prisene var i NO1, NO2 og NO5 var over 127 €/MWh, mens prisen var om lag 82 €/MWh i Storbritannia, Tyskland og prisområdene i Danmark og Sør-Sverige.

Den 4. januar var prisen i Tyskland om lag 180 €/MWh og Storbritannia 227 €/MWh høyere enn i Sør-Norge, hvor prisen hadde økt til om lag 147 €/MWh. Prisene i Danmark var om lag 140 €/MWh og i Sør-Sverige om lag 123 €/MWh i SE3 og 132 €/MWh i SE4.

Den 13. januar var prisene i Tyskland og Storbritannia enda høyere. Prisene i Sør-Norge var fortsatt over 127 €/MWh, men i resten av prisområdene i Norden var prisen om lag 18 €/MWh, mens prisene.

Kraftflyten mellom Sør-Norge og resten av Europa går begge veier den 1. og 4. januar, mens kraftflyten kun går fra Sør-Norge den 13. januar.

Kraftflyten over North Sea Link mellom Norge og Storbritannia er ikke del av den felleseuropeiske markedskoblingen og inngår ikke i disse kartene fra Nord Pool. Vi har lagt inn en tabell over kraftflyten over NSL.

2019 CLEARING PRICES**—
Annual mean (€/MWh)

Hourly minimum	Hourly maximum
-83	1 250

Map showing 2019 Clearing Prices (Annual mean €/MWh) across Europe. The map is color-coded by price range, with values ranging from -83 to 1,250 €/MWh. Key values labeled on the map include:

- Ireland: 50.29
- UK: 48.90
- France: 37.89
- Germany: 53.29
- Spain: 47.87, 47.69
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Greece: 62.72
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 62.72
- Italy: 51.28, 52.23, 52.27
- Spain: 47.87, 47.69
- France: 37.89
- UK: 48.90
- Ireland: 50.29
- Sweden: 44.11
- Norway: 38.02
- Finland: 38.02
- Denmark: 38.44
- Belgium: 39.82
- Netherlands: 39.55
- Austria: 40.33
- Slovenia: 41.60
- Croatia: 40.09
- Serbia: 49.30
- Bosnia and Herzegovina: 49.87
- Montenegro: 50.88
- Albania: 51.79
- Malta: 38.58
- Lithuania: 39.33
- Latvia: 39.35
- Estonia: 38.62
- Switzerland: 41.23
- Portugal: 47.87
- Spain: 47.69
- France: 39.82
- Germany: 53.29
- Poland: 45.87
- Czechia: 46.29
- Slovakia: 46.14
- Hungary: 50.41
- Romania: 50.43
- Bulgaria: 47.50
- Greece: 6

2020 CLEARING PRICES**—
Annual mean (€/MWh)

Hourly minimum	Hourly maximum
-115	1 700

A map of Europe with regions colored in a gradient from light yellow to dark red, representing increasing clearing prices. Each region is labeled with its annual mean clearing price in €/MWh. The values range from 8.88 in the north of Sweden to 56.44 in Greece. The map includes major landmasses and surrounding waters, with some regions in Eastern Europe and Russia shown in light grey.

Region	Annual mean clearing price (€/MWh)
North Sweden	8.88
Central Sweden	14.39
South Sweden	28.02
Finland	14.39
Denmark	21.19
Poland	33.69
Czech Republic	34.05
Slovakia	34.04
Hungary	46.66
Romania	39.00
Bulgaria	39.47
Greece	56.44
Turkey	38.28
Italy	39.67
Spain	33.95
Portugal	33.98
France	32.20
Germany	30.47
Netherlands	31.88
Belgium	32.24
United Kingdom	37.63
Ireland	37.63
Switzerland	37.79
Austria	37.55
Slovenia	38.03
Croatia	38.71
Serbia	38.97
Ukraine	142.17
Belarus	142.17

41

PRICES

DAY-AHEAD FLOWS

CAPACITIES

PHYSICAL EXCHANGE

01 JANUARY 2022

WHOLE DAY

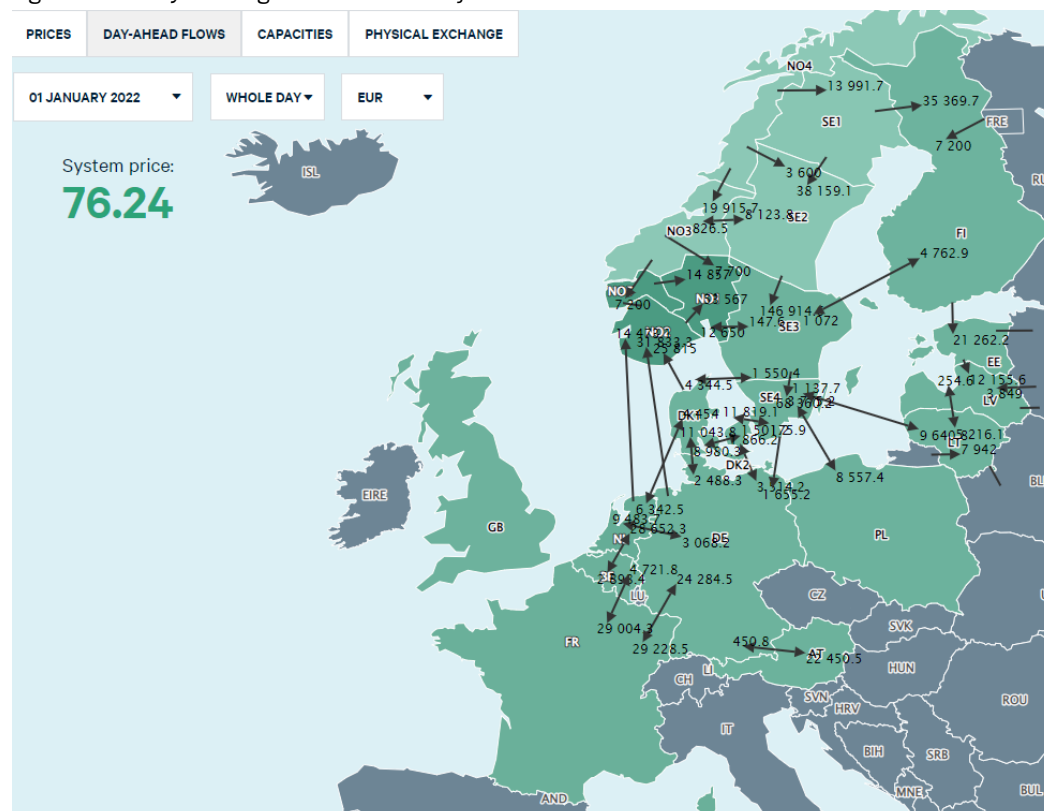
EUR

System price:

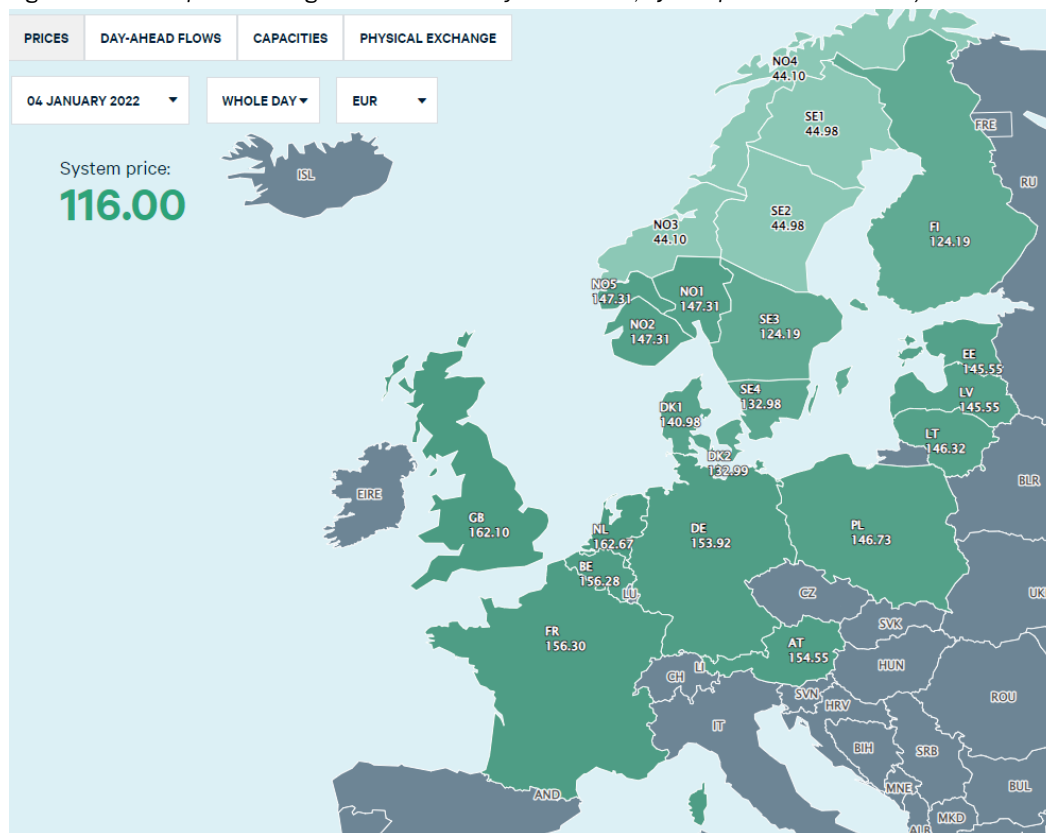
76.24

Region	Price (EUR)
ISL	-
GB	82.89
IRE	-
DK1	82.41
DK2	82.17
SE1	46.57
SE2	46.57
SE3	82.17
SE4	82.17
NO1	127.15
NO2	127.15
NO3	41.83
NO4	41.83
FI	82.02
EE	82.50
LV	82.50
LT	82.50
PL	83.29
CZ	-
SK	-
HUN	-
ROU	-
BUL	-
MDA	-
SRB	-
BGR	-
HRV	-
SVN	-
ITA	-
GR	-
LTU	-
AT	84.08
BE	85.68
NL	93.51
FR	87.08
AND	-
MNE	-
MKD	-

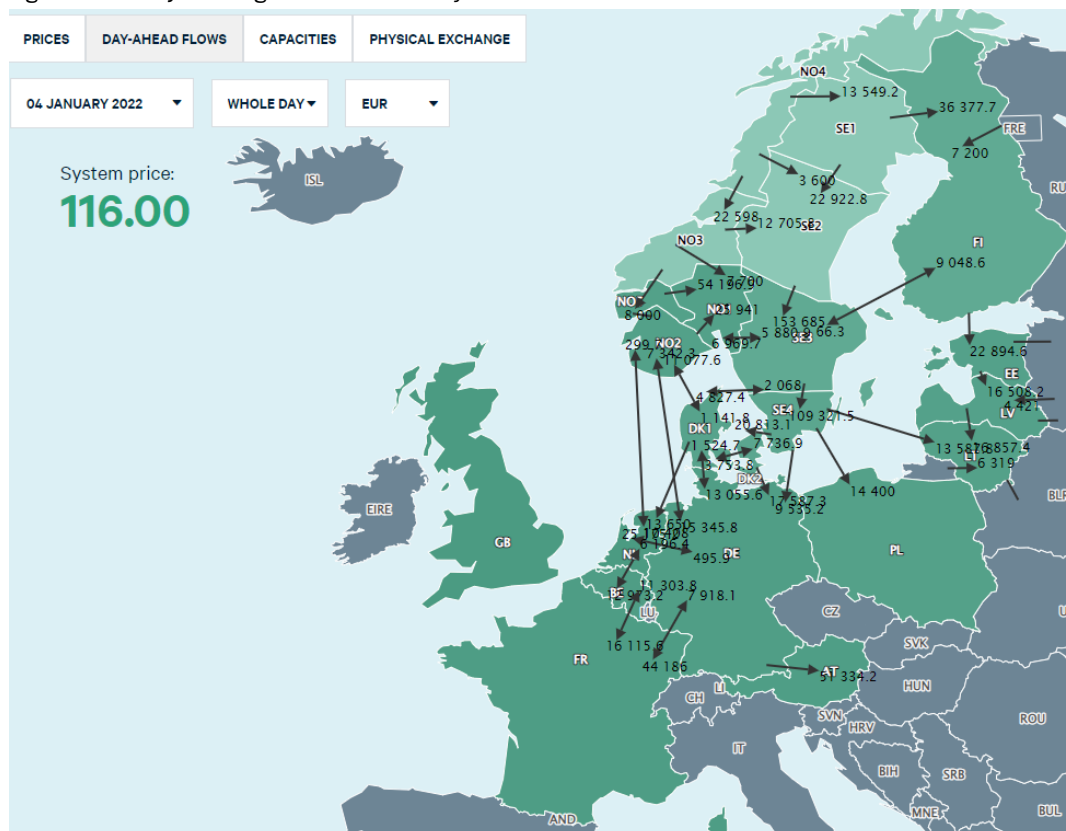
Figur 19: Kraftflyten i dagen før-markedet 1 januar 2022



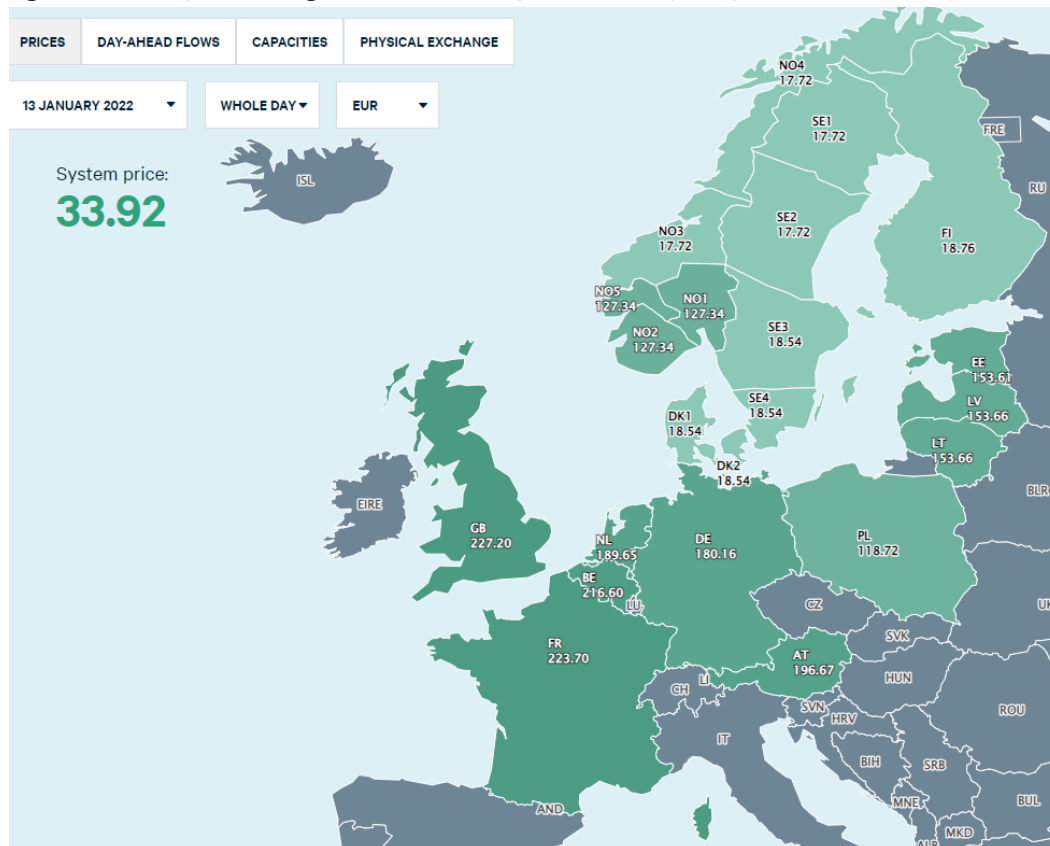
Figur 20: Områdeprisene i dagen før-markedet 4 januar 2022, systempris i Norden 116 €/MWh



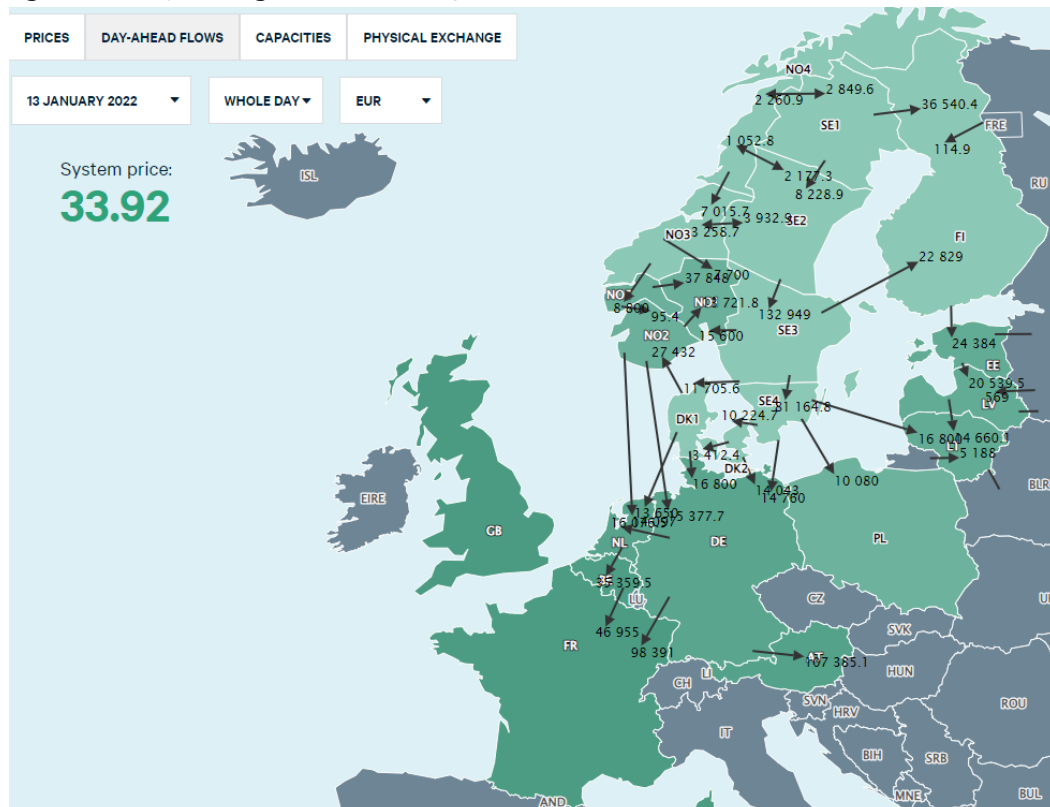
Figur 21: Kraftflyten i dagen før-markedet 4 januar 2022



Figur 22: Områdeprisene i dagen før-markedet 13 januar 2022, systempris i Norden 33,92 €/MWh



Figur 23: Kraftflyten i dagen før-markedet 1 januar 2022



Tabell 2: Kraftflyten gjennom North Sea Link januar 2022

	GB > NO2	NO2 > GB
24-01-2022	-	17 088,0
23-01-2022	-	17 088,0
22-01-2022	-	17 088,0
21-01-2022	-	17 088,0
20-01-2022	-	17 088,0
19-01-2022	-	17 088,0
18-01-2022	-	17 088,0
17-01-2022	-	17 088,0
16-01-2022	-	17 088,0
15-01-2022	-	17 088,0
14-01-2022	-	17 088,0
13-01-2022	-	17 088,0
12-01-2022	-	17 088,0
11-01-2022	-	17 088,0
10-01-2022	-	13 956,0
09-01-2022	-	15 292,1
08-01-2022	-	17 088,0
07-01-2022	-	17 088,0
06-01-2022	-	16 510,2
05-01-2022	1 261,2	13 165,7
04-01-2022	367,7	11 717,4
03-01-2022	11 422,2	2 817,8
02-01-2022	13 549,7	763,6
01-01-2022	8 707,7	3 893,0

Kilde: Nord Pool (2022) [UK Market coupling flows: GB-NO2. NO2](#)

1., 2. og 3. januar var det høyere pris i NO2 enn i Storbritannia. Gjennom de tre døgnene var eksporten fra Storbritannia større enn eksporten fra Norge.