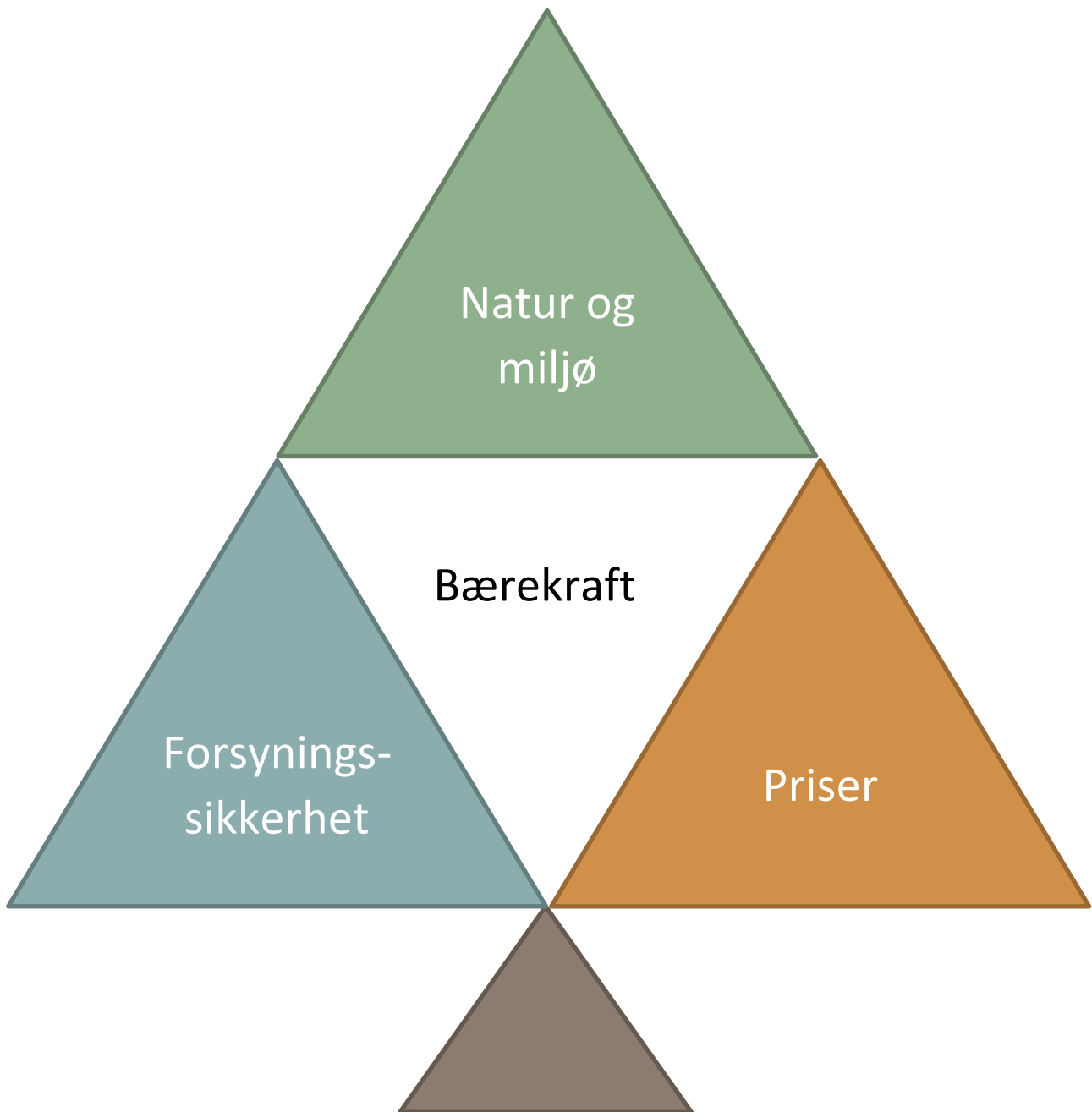


Balanssekunst



Innhold

1	Forord	1
1.1	Utvalgets mandat	1
1.2	Ekspertutvalgets arbeid.....	2
2	Kraftmarked i endring – overordnet vurdering fra utvalget	4
2.1	Balansekunsten	4
2.2	Kraftprissjokket	5
2.3	Grunnleggende energiomstilling i Europa.....	5
2.4	Konkurransedyktige og forutsigbare kraftpriser i Norge	6
2.5	Ekspertter og politikk.....	7
2.6	Tre grunnleggende forhold.....	7
2.7	Overordnet om utvalgets vurderinger	8
2.8	Lavere, konkurransedyktige og forutsigbare priser?.....	12
2.9	Oversikt over utvalgets rapport	13
3	Utvalgets forståelse av mandatet	14
4	Hva var det som skjedde?	17
5	Kraftmarkedet har forskjellige aktører med ulike roller og oppgaver	25
5.1	Produsenter	25
5.2	Kunder	26
5.3	Strømlleverandører	26
5.4	Strømnettselskap	26
5.5	Balanseansvarlig.....	29
5.6	Systemoperatør og systemansvar	30
5.7	Markedsplasser	32
5.8	Myndigheter	34
6	Ett marked med mange delmarkeder og enda flere priser.....	37
6.1	De forskjellige delmarkedene har ulike formål	37
6.2	Budgivning i spotmarkedet tar utgangspunkt i aktørenes alternativer	42
6.3	Vannkraftprodusentene må vurdere fremtidig verdi av magasin vann.....	46
6.4	Beregningen av spotprisene utføres av Euphemia.....	48
6.5	Intradagmarkedet reflekterer informasjon i siste liten.....	51
6.6	Prisene i reservemarkedene kan forstås som en funksjon av spotprisene	52
6.7	Langsiktige markeder er markeder for usikkerhet.....	53
6.8	Opprinnelsesgarantier og elsertifikater	57
6.9	Nettariffer og tillatt inntekt for nettselskapene.....	59

7	Kraftutveksling, markedsdynamikk og forsyningssikkerhet	61
7.1	Knapphet på nettkapasitet bidrar til ulik verdi på forskjellige steder	61
7.2	Virkninger på investeringer	71
7.3	Eksport og import er markedresultater, ikke beslutninger hos aktører	72
7.4	Handel og forsyningssikkerhet henger nøye sammen	73
7.5	Hva med markedsmakt og strategisk budgivning?	74
7.6	Fungerer engrosmarkedet?	75
8	Prisdannelse og konkurranseforhold i sluttbrukermarkedene	77
8.1	Hva er sluttbrukermarkedet for strøm?	77
8.2	Hvorfor finnes det et sluttbrukermarked for strøm	78
8.3	Lavere, mer forutsigbare og konkurransedyktige priser i sluttbrukermarkedet	80
8.4	Hva er et velfungerende sluttbrukermarked for strøm?	80
8.5	Konkurranseforhold i sluttbrukermarkedet	82
8.6	Avtaler i sluttbrukermarkedet for strøm	85
8.7	Er det markedssvikt i sluttbrukermarkedet for strøm?	91
8.8	Markedet for fastprisavtaler og prissikring	94
8.9	Prisfølsomhet hos strømforbrukerne	96
8.10	Konkurransedyktige priser	98
8.11	Organisering i sluttbrukermarkedet i andre land	102
8.12	Hva kan gi lavere og mer forutsigbare priser i sluttbrukermarkedet framover?	106
8.13	Oppsummering – hovedutfordringer i markedet	107
9	EU har videreutviklet norske marksregler	110
9.1	Fra Samkjøringen til kraftbørser	110
9.2	Utvalgte rettsaker fra EU	111
10	Klimapolitikken i Europa stiller nye krav til energi- og kraftmarkedet	114
10.1	Energiloven skapte en mer effektiv og rasjonell kraftforsyning	114
10.2	Klimautfordringen setter ny dagsorden	115
10.3	Energiomlegging er det store temaet	115
10.4	Europa leder an i omstillingen	116
10.5	Fornybardirektivet er en brekkstang for omstilling	117
10.6	Norsk klima- og energipolitikk blir stadig mer integrert med Europa	119
10.7	Klimatiltakene – et nytt energipolitisk paradigmeskifte	120
11	Krisetiltak og reformer i Europa	122
11.1	Hovedtrekkene i Europas reformarbeid	122
11.2	Høst og vinter 2021/22: Beskyttelse for sårbare forbrukere	123

11.3	Vår og sommer 2022: Sikre gassforsyningen, stabilisere økonomien og fremskynde grønn omstilling	125
11.4	Høst og vinter 2022/2023: Kriseinngrep i energimarkedene	133
11.5	Vår og sommer 2023: Langsiktig kraftmarkedsreform og global konkurransekraft	138
12	Langsiktig perspektiv på prisdannelsen for kraft	149
12.1	Hovedfaktorer som vil påvirke prisbildet på kraft i Norge og nabolandene	149
12.2	Scenarier for 2040	152
12.3	Betydningen av overføringskapasitet.....	162
12.4	Ny kraftproduksjon kommer ikke av seg selv.....	167
13	Metodikk for evaluering	172
13.1	Fem spørsmål for å vurdere tiltaksvirkninger på kraftsystemet og samfunnet.....	173
14	Modell for prisfastsettelse når fornybarandelen blir svært høy.....	176
14.1	Hva skjer når fornybarandelen øker.....	176
14.2	Er det noe bedre alternativ til dagens prissettingsmodell?	177
14.3	Hva må til for at systemet blir tilpasset høy fornybarandel.....	181
14.4	Virkninger for forbrukerne i omleggingen til høy fornybarandel.....	182
15	Tiltak rettet mot engrosmarkedet.....	183
15.1	Tiltak som reduserer bruken av utvekslingskapasiteten med utlandet	184
15.2	Tiltak som er rettet mot endringer i magasindisponering	193
15.3	Rettslige rammer for utveksling av kraft med andre land	198
15.4	Tiltak som er rettet mot pris i engrosmarkedet	201
15.5	Informasjonstiltak rettet mot engrosmarkedet	216
16	Tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet.....	224
16.1	Avveininger mellom konkurranse og regulering	224
16.2	Konsekvenser i markedet av økt bruk av fastprisavtaler og prissikring	226
16.3	Grunnlag for vurderinger av tiltak.....	227
16.4	Tiltak for forbedringer av dagens marked.....	227
16.5	Tiltak for økt statlig styring av markedet	234
16.6	Forbrukerfleksibilitet i toppplasttimer	239
17	Strømstøtte	242
17.1	Etterspørselsrespons.....	242
17.2	Tiltak for husholdninger, frivillig sektor, landbruk, næringsliv og industri	243
17.3	Juridisk vurdering av støttetiltak	244
17.4	Valg av tiltak og analytisk tilnærming	246
17.5	Vurdering av tiltak	247
18	Litteraturliste.....	257

1 Forord

Den 15. februar 2023 nedsatte regjeringen et ekspertutvalg som skal vurdere prisfastsettelsen på strøm.

1.1 Utvalgets mandat

Bakgrunn

Europa har lagt bak seg en ekstraordinær periode preget av høye og til dels sterkt svingende kraftpriser. Blant annet har Russlands militære invasjon av Ukraina gitt redusert tilgang på gass og sterkt økende kostnader ved gasskraftproduksjon, samtidig som nedleggingen av større kull- og kjernekraftverk og andre hendelser har påvirket kraftprisutviklingen. Utfordringene i de europeiske landene har påvirket kraftprisene også i Norge, spesielt i sørlige deler av landet der tilknytningen til det europeiske kraftmarkedet er større enn i landet for øvrig.

Høye kraftpriser har gitt en betydelig økning i inntektene til produsentene av kraft, men skapt en krevende situasjon for strømforbrukerne. Mange land har derfor innført ordninger for å sikre at forbrukerne blir kompensert for økte strømutfgifter. Kompensasjonsordningene kan for enkelte land innebære betydelige utgifter. I kjølvannet av energikrisen er det reist spørsmål om det er mulig å sikre forbrukerne lavere kraftpriser innenfor dagens kraftmarkedsmodell, der prinsippet om marginalprising står sentralt. Mer grunnleggende reformer av kraftmarkedets funksjonsmåte blir også diskutert og vurdert, blant annet i forbindelse med Europakommisjonens konsultasjon om elmarkedsdesign av 23. januar 2023.

I lys av det siste årets kraftsituasjon mener regjeringen det er behov for å gjennomgå fordeler og ulemper med dagens prinsipper for prisfastsettelsen i ulike deler av kraftmarkedet, og vurdere om det er tiltak som kan bidra til forutsigbare og konkurransedyktige priser til forbrukerne. Olje- og energidepartementet satt på denne bakgrunn ned et ekspertutvalg som, innenfor handlingsrommet i EØS-avtalen, skulle utrede ulike forhold ved prisdannelsen for strøm.

Mandat

Ekspertutvalgets hovedoppgave er å utrede og drøfte ulike modeller som kan bidra til mer stabile, forutsigbare og konkurransedyktige priser til husholdninger, industri og næringsliv, samt sikrer investeringer i fornybar energi.

Kraftmarkedets grunnleggende funksjon er å sikre trygg tilgang på kraft til forbrukere og ulike samfunnsfunksjoner til lavest mulig kostnad, på kort og lang sikt. Modellene som vurderes skal kunne sikre den norske forsyningssikkerheten på kort og lang sikt, og gi nødvendige insentiver til produksjon, magasindisponering, kraftutveksling og forbruksadferd som er i tråd med dette.

Utvalget skal bygge på relevant arbeid fra Energikommisjonen.

Utvalget skal vurdere hvordan ulike forslag til endringer i prisfastsettelsen på kraft i engrosmarkedet vil virke inn på det norske kraftsystemet, forsyningssikkerhet, insentivene til å investere i ny fornybar kraftproduksjon, kraftutvekslingen og sluttbrukerprisene. Utvalget skal vurdere hvordan forslag til endringer i engrosmarkedet vil påvirke øvrige kortsiktige markeder for å skape balanse i det norske kraftmarkedet og for fremtidsmarkedene for kraft.

Utvalget skal beskrive sammenhengene mellom prisdannelsen i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet for strøm. Videre skal utvalget gi en statusbeskrivelse av konkurranseforholdene og tilbudet av avtaler i det norske sluttbrukermarkedet, og vurdere hvilke tiltak på kort og lang sikt som kan sikre strømforbrukerne mulighet til lavere og forutsigbare priser innenfor handlingsrommet i EØS-avtalen.

Utvalget skal redegjøre for arbeidet med krisetiltak og mer langsiktige reformer knyttet til prisfastsettelsen i det europeiske kraftmarked, og hvordan gjennomføring av foreslåtte eller diskuterte tiltak i EU og de europeiske landene kan påvirke prisdannelsen på kraft i Norge. Virkningen skal vurderes ut fra antatte påvirkninger fra det europeiske markedet, men også ut fra om tilsvarende tiltak ble innført i det norske kraftsystemet. Det skal vurderes om det er rasjonelt å innføre alternative tiltak som svar på EU-landenes eller Storbritannias endringer i markedsdesign.

Som et ledd i arbeidet skal utvalget vurdere virkninger i kraftmarkedet av aktuelle forslag som kan gi lavere og mer stabile priser, herunder:

- Forslag om opprettelse av en egen budsone (auksjon) for strøm som fraktes gjennom utenlandsforbindelsene
- Forslag om differensiering av spotmarkeder for innenlands forbruk og kraftutveksling mellom land
- Forslag som baserer seg på at en andel av kraftproduksjonen omsettes utenfor spotmarkedet i andre typer kontrakter
- Forslag til tiltak som kan utløse større forbruksfleksibilitet med sikte på å redusere nivået på forbruket som etterspørres i høylasttimer i spotmarkedet
- Forslag til virkemidler for å begrense eksporten når fyllingsgraden i flerårsmagasinene avviker fra median fyllingsgrad (sesongjustert)
- Forslag til ulike typer avgifter på krafteksport

Langsiktig perspektiv på prisdannelsen på kraft

Utvalget skal drøfte hvilke hovedfaktorer som vil påvirke prisbildet på kraft på lang sikt i Norge, og i landene vi er tilknyttet.

Utvalget skal gi perspektiver og drøfte utfordringer dagens modell for kraftprisfastsettelsen kan gi etter hvert som kraftsystemene i landene rundt oss får en meget høy andel fornybar produksjon. Det skal vurderes hvordan man kan unngå at investeringsinsentivene for ny produksjon svekkes, og hvordan man i et slikt kraftsystem kan skjerme forbrukere og næringsliv mot de største prissvingningene.

Organisering og tidsfrister

Ekspertutvalget skal bestå av personer med særlig kompetanse på økonomiske, juridiske og fysiske egenskaper ved det norske kraftsystemet.

Utvalget skal starte sitt arbeid 20. februar 2023 og organiseres som et skrivende utvalg. Utvalget vil i tillegg få tilført sekretariatsressurser fra departementene. Utvalget skal levere sin sluttrapport senest 15. oktober 2023.

1.2 Ekspertutvalgets arbeid

Ekspertutvalget har blitt ledet av Inge Røinaas Gran (SINTEF Energi) og har bestått av Håkon Taule (THEMA Consulting), Petter Vegard Hansen (Refinitiv), Lene Hagen (Volue), Jannicke Hilland (Telenor), Kristin Bjella (Hjort), Markus Hoel Lie (Universitetet i Tromsø), Svein Sundsbø (pensjonist), Nina Lillelien (NHO) og Nora Hansen (LO). Sekretariatet har blitt ledet av Jørgen Bjørndalen (DNV) og har bestått av Kaja Malena Remme, Eivind Orset og Ole Svihus fra Olje- og energidepartementet, og Ståle Øverland fra Finansdepartementet.

Utvalget har i perioden mars 2023 til oktober 2023 avholdt 12 møter, herunder tre todagersmøter. I tillegg har det vært ulike møter i grupper for de ulike kapitlene, sekretariatsmøter og møter mellom sekretariatsleder og utvalgsleder.

I arbeidet med å belyse problemstillingene i mandatet har ekspertutvalget trukket på ekspertise og analysekompetanse i organisasjonene medlemmene arbeider i. Utvalget har hatt et Teams-møte med Mathieu Fransen (gruppeleder for nettkoder, ACER) for å innhente informasjon om deres vurdering av tiltak i ulike EU-land rettet mot den ekstraordinære kraftsituasjonen.

Innspill

Ekspertutvalget har også mottatt skriftlige innspill Fornybar Norge, Hafslund Eco, Norsk Industri, Samfunnsbedriftene, Statkraft, Endre Haraldseide, Lornets Havstad, Diderik Lund, Jens Musum, Nils Christian Petersen, Egil Salomonsen, Gunnar Sanner, Rolf Ulseth og Rune Valle.

Juridiske betenkninger

Ekspertutvalget har fått utarbeidet to juridiske betenkninger, fra professor Erling Hjelmeng, Universitetet i Oslo, og advokat Gjermund Mathiesen, Kvale advokatfirma. Notatene kan fås ved henvendelse til Olje- og energidepartementet.

Ekspertutvalget har hatt et omfattende mandat og har hatt begrenset tid til arbeidet. Innenfor disse rammene har det ikke vært mulig å grundig utrede alle problemstillinger. Utvalget avsluttet sitt arbeid 11. oktober 2023.

Med dette legger utvalget frem sin rapport.

Oslo, 12. oktober 2023

Inge Røinaas Gran Håkon Taule Petter Vegard Hansen Lene Hagen Jannicke Hilland

Markus Hoel Lie Kristin Bjella Svein Sundsbø Nina Lillelien Nora Hansen

2 Kraftmarked i endring – overordnet vurdering fra utvalget

I dette kapitlet presenterer vi utvalgets overordnede vurdering av kraftmarkedet og hva som kan gjøres for å sikre lavere, konkurransedyktige og forutsigbare strømpriser. Det norske kraftmarkedet har lenge vært preget av relativt stabile og konkurransedyktige priser. Kraftmarkedene er i endring, som følge av både energiomstillingen i Europa og utvikling i norsk kraftproduksjon og kraftforbruk. En rekke analyser tyder på en kraftig økning i kraftforbruket i Norge i årene som kommer (Statnett 2023, NOU 2023: 3). Utvalget legger dette til grunn.

Vi må være forberedt på at prisene kan øke og bli mer uforutsigbare framover. Kjernen i utvalgets mandat er å se på tiltak som kan avbøte disse effektene. Det har blitt foreslått mange tiltak for å skjerme strømkundene fra prisøkninger, fra større omlegginger av kraftmarkedet til å innføre støtteordninger. Utvalgets utredning analyserer virkninger av slike ulike former for tiltak, både priseffekter, andre konsekvenser og barrierer for å innføre dem. Fremstillingen i dette kapitlet er konsentrert og kortfattet, og yter ikke omfanget og nyansene i utvalgets analyser og vurderinger full rettferdighet. Leseren oppfordres derfor til å studere rapportens fagkapitler i del 1, 2 og 3.

2.1 Balansekunsten

Kraftmarkedet påvirkes av politiske rammebetingelser og avspeiler markedsaktørens behov, forutsetninger og økonomiske vurderinger. Det spesielle for kraftmarkedet er at det også må forholde seg til fysikkens lover. Hele tiden, hvert sekund, må kraftsystemet være i fysisk balanse. Mange tusen produsenter og millioner av forbrukere i Norge og Europa må sammen og hver for seg sørge for at det produseres og forbrukes eksakt like mye strøm samtidig. Strømprisene og variasjonene i disse har en viktig oppgave som informasjonsbærer for å koordinere alle beslutningene.

Den energimarkedsreformen som har sitt grunnlag i energiloven fra 1990 sørget for å flytte nødvendige beslutninger nærmest mulig ut til produksjon og forbruk av kraft, til markedsplassen.

En slik desentralisert styring av kraftsystemet, som Norge var pioner med å utvikle, har etter utvalgets oppfatning bidratt til en mer effektiv utnyttelse av produksjonsressursene, lavere total-kostnader til kraftforsyningen og mindre bruk av natur til energiformål enn det vi ville hatt uten et slikt markedsbasert kraftsystem. Dette er styrkene i dagens markedsmodell, og viktige egenskaper i energiomstillingen. Ulempen er at omstillingen i kombinasjon med markedsmodellen kan gi uønskede fordelingseffekter, og at norske forbrukere eksponeres for hendelser og politiske avgjørelser i andre land. Det er ikke gitt at høyere priser fører til økt ny produksjon. Det er også usikkert om prissignalet er tilstrekkelig for å oppnå de politiske ambisjonene Norge har om å gjennomføre den grønne omstillingen og sikre at norsk kraft fortsatt gir et konkurransefortrinn til nye, grønne industrietableringer.

Bygging av kraftnett mellom regioner i Norge og til våre naboland i Europa er en konsekvens av at vår kraftforsyning er avhengige av lokale værvariasjoner og at forbruksbehovet ofte er lokalisert på et annet sted enn produksjonsmulighetene. Et system som er dimensjonert for å dekke behovet i en normalsituasjon vil i enkelte perioder ha stor overskuddskapasitet som kan nyttes til eksport, mens det i andre perioder vil være kraftmangel som må dekkes med import.

Vi har opplevd varierende kraftpriser i den perioden energiloven har virket. Det må forventes når kraftproduksjon er basert på naturgitte forutsetninger som nedbør, temperatur og vind, og hvor vi har vært eksponert for store prisvariasjoner og hendelser i våre naboland. Prisvariasjonene har likevel ikke vært større enn at de er blitt akseptert av husholdninger og næringsliv.

I de 30 årene som har gått etter den norske markedsreformen ble iverksatt har stadig flere land gjennomført lignende markedsløsninger for sin kraftforsyning.

2.2 Kraftprissjokket

Prisnivået i Norge har i en årrekke stort sett ligget i underkant av våre naboland, noe som i hovedsak kan forklares med en god kraftbalanse basert på våre naturgitte forutsetninger for produksjon av vannkraft. Forsyningssikkerheten har vært god med en leveringspålitelighet som siden 1996 aldri har ligget under 99,96 prosent.

De siste to årene, fra andre halvår 2021, gjennom 2022 og inn i 2023 oppsto en ny situasjon. Det kom en uforutsett og drastisk økning i europeiske og norske kraftpriser. Den viktigste forklaringen på dette var energiknappheten som oppsto i Europa på grunn av Russlands angrep på Ukraina. I teoretisk og teknisk forstand har markedet fungert slik at det ikke oppsto et systemproblem i selve elektrisitetsforsyningen, men fordelingsvirkningene og de sosiale konsekvensene ble uakseptabelt store. Så store at de aller fleste land valgte å sette i verk avbøtende tiltak i form av ulike støtteordninger. Ingen demokratiske land kunne akseptere de økonomiske konsekvensene som kraftmarkedet har levert i denne perioden.

Den aktuelle priskrisen er først og fremst utløst av en krigsdrevet energiknapphet. Det er imidlertid grunn til å være bevisst at Ukrainakrigen kom samtidig med en klimamotivert energiomlegging i Europa. Man hadde besluttet å fase ut kull- og kjernekraft, og man hadde begynt å erstatte disse energibærerne med fornybar elektrisitet, særlig fra vind og sol. I Norge hadde vi samtidig med disse endringene åpnet to nye mellomlandsforbindelser. Den krigsutløste situasjonen traff derfor Europa og Norge på et særlig sårbart tidspunkt hvor markedsforutsetningene var i endring.

Energiomleggingen, som allerede var i gang, drevet av arbeidet for å nå målene om reduksjon i utslipp av klimagasser, ble nå vesentlig forsterket av ønsket om å gjøre Europa uavhengig av energileveranser fra Russland. Samtidig hadde krisen synliggjort de uønskede fordelingsvirkningene dagens markedsmodell kan føre til. Dette har ført til omfattende debatt om organisering av kraftmarkedet i EU. Foreløpig ser det likevel ikke ut til at EU forkaster marginalprismodellen.

Både i forhold til den geopolitiske situasjonen og i klimaarbeidet er Norge og Europa knyttet nært sammen. Det samme gjelder elektrisitetsforsyningen. De første mellomlandsforbindelsene mellom Norge og utlandet kom for over 60 år siden og det har i mange år vært slik at kraftprisene også i Norge, i mesteparten av tiden, har vært sterkt påvirket av kull- og gassprisene i Europa.

Kraftprissjokket som rammet vår del av verden har avdekket at vi er sårbare for utviklingen i våre naboland. Vi er bevisstgjort om at man står framfor store utfordringer når det gjelder å tilpasse markessystemet for kraft til den nye energipolitiske virkeligheten.

2.3 Grunnleggende energiomstilling i Europa

Politiske signaler og iaktatte handlinger i EU og landene rundt oss er tydelige. Europa vil sannsynligvis gå over fra fossile energibærere til ulike former for fornybar energi raskere enn opprinnelig planlagt. Dette er energiformer som er sterkere stedbundet til disponibelt areal enn de mer mobile energibærerne gass, kull og olje. Samtidig vil produksjonen være knyttet til variable naturgitte forhold og foregå helt uavhengig av markedspriser og forbruksønsker. En slik energiomlegging vil kreve fysiske, økonomiske og regulatoriske endringer for at kraftsystemene skal innfri samfunnets behov for nok energi hele tiden og til akseptable priser.

Vi kjenner de teknologiene som vil prege energit utviklingen i Europa de nærmeste årene. Også kostnadene er et stykke på vei kjente, men her er det stor usikkerhet. Etter en periode med fallende

priser på teknologier for fornybar kraftproduksjon, kan arealknapphet og dyre fleksibilitetsløsninger føre til høyere kostnader i framtiden. Særlig krevende blir det å skaffe nok fleksibel kapasitet slik at forsyningssikkerheten kan bli ivaretatt i alle situasjoner. Store deler av Europa må høyst sannsynlig ty til dyre løsninger for å dekke kraftbehovet i perioder med lav produksjon av fornybar kraft. Der hvor kraftverk basert på fossile brensler tidligere tilpasset seg forbruket, må Europas strømkunder i større grad tilpasse seg den løpende kraftproduksjonen. Et system med mer fornybar kraft fører til, og skaper behov for, større svingninger i engrosprisene. Prisvariasjon skaper muligheter for de som kan være fleksible med forbruk eller produksjon, men kan bli krevende for de som ønsker seg stabile priser, se også kapittel 3. Variasjon og usikkerhet øker den økonomiske risikoen ved alle investeringer, både for kraftproduksjon og for industri.

Gjennom traktater, avtaler, kontrakter og fysiske kraftforbindelser til naboland vil Norge være påvirket av dette. Norge har i utgangspunktet gode forutsetninger for fleksibel kraftproduksjon gjennom disponering av våre vannmagasiner. Kapasiteten i disse er likevel liten sammenlignet med Europas behov. Det er derfor viktig at disse blir styrt og disponert slik at også norsk forsyningssikkerhet blir ivaretatt.

Norges nære tilknytning til resten av Europa, ikke minst på energiområdet, er blitt understreket av de geopolitiske forholdene som utvikles gjennom Ukrainakrigen. Tiltak i andre europeiske land får konsekvenser også for oss. Derfor er det viktig at utviklingen på energiområdet i EU og i aktuelle naboland overvåkes nøye. I den markante energiomleggingen, som Europa nå går inn i, må Norge delta aktivt i europeiske diskusjoner og følge opp med relevante tiltak for å ivareta også hensynet til norsk forsyningssikkerhet og konkurransedyktighet.

2.4 Konkurransedyktige og forutsigbare kraftpriser i Norge

Utvalgets mandat kretser om tre grunnleggende begreper som er knyttet til å kunne håndtere denne markedsutviklingen spesielt rettet mot strømkundene; **lavere, konkurransedyktige og forutsigbare** priser. Dette er mål som har sin bakgrunn knyttet til Norges gode tilgang på regulerbar vannkraft og ambisjoner om et grønt industriløft. Selv med den usikkerheten som eksisterer rundt oss, og de avtaler og forpliktelser som Norge har inngått, er det etter utvalgets vurdering mulig å bevare og videreutvikle det komparative fortrinn som Norge har på kraftområdet. Dersom det er politisk ønskelig, er det med andre ord utvalgets vurdering at det er mulig også i fremtiden å ha lavere kraftpriser i Norge enn i landene rundt oss.

Konkurransedyktige priser oppnås ikke uten tilstrekkelig tilgang på kraft. Men alle energiprojekter har kostnader, fra rene økonomiske kostnader til naturinngrep og andre interessekonflikter. Lavere utvekslingskapasitet med utlandet kan i dagens situasjon gi mer konkurransedyktige kraftpriser. Dersom prisene i utlandet blir lavere enn i Norge vil redusert utvekslingskapasitet imidlertid bidra til høyere priser i Norge. Lavere utvekslingskapasitet og redusert kraftutveksling kan redusere samlet norsk verdiskaping, og øke vår sårbarhet for variasjoner i tilsiget til vannkraftverkene. Dette synliggjør målkonfliktene på energiområdet.

Kraftprissjokket som var direkte bakgrunn for utvalgets mandat er trolig i ferd med å avta, men det er usikkert hvilken ny normalsituasjon vi er på vei inn. Gjennomsnittsprisene i store deler av Europa og Norge ser ut til å kunne stabilisere seg, men på et høyere nivå og med større variasjon enn vi var vant til før krisen. Norges konkurransedyktighet avhenger av prisutviklingen mellom regioner innad i Norge og mot utlandet, og omfanget av næringsrettede tiltak i andre land.

Framtidsutfordringene for strømforsyningen og kraftmarkedet har ikke blitt mindre. Kraftforbruk og kraftproduksjon vil endres framover, både i Norge og i Europa. Klimamålene og ambisjoner om grønn

næringsutvikling krever økt strømforbruk. Ny produksjon vil hovedsakelig bestå av uregulerbar kraft. Dette, sammen med at vi er sammenkoblet et Europa i omstilling, gjør at kraftmarkedet i Norge også vil endres.

De tiltakene som utvalget drøfter i denne utredningen, dreier seg derfor ikke bare om enkelttiltak som kan løse den kraftpriskrisen vi nå har opplevd. Den største utfordringen fremover ligger i å motvirke at lignende situasjoner oppstår igjen, og skape forsyningsikkerhet og sosialt akseptable og konkurransedyktige priser i den nye energivirkeligheten som er i ferd med å bli utformet. Her er det ikke bare spørsmål om isolerte enkelttiltak, men om flere tiltak som virker i samspill med hverandre for å møte ulike og ennå ukjente framtidige utfordringer.

Prisdannelsen i et markedsbasert kraftsystem er helt avhengig av hvilke politiske rammer og forutsetninger dette virker innenfor. Eksempel på slike rammebetingelser er forutsetningene for ny energiproduksjon, utbygging av kraftnett som fjerner flaskehals, regulatoriske forhold for produksjon og omsetning av kraft og eventuelle omfordelende støtteordninger.

2.5 Ekspertene og politikk

Erfaringene fra de to siste årenes kraftkrise er at den først og fremst er en fordelingskrise. Kraftsystemene fungerte isolert sett som forutsatt, men fordelingsvirkningene ble uakseptable.

Et ekspertutvalg kan vurdere sammenhenger og konsekvenser, men det skal ikke foreta verdibaserte valg som bestemmer hvordan byrder og goder fordeles. Dette er en politisk oppgave. Derfor kommer ikke utvalget med mange konklusjoner om hva som bør gjøres. Hovedvekten av arbeidet består i å belyse sammenhenger i kraftsystemet og virkninger av ulike tiltak.

Utvalget vil likevel understreke tre grunnleggende forhold som peker seg ut i vår vurdering av den nye energipolitiske virkeligheten som er under utvikling; viktighet av kraftbalansen, mulighet for endringer i regulering og rammebetingelser og behov for beredskap og omfordeling.

2.6 Tre grunnleggende forhold

Kraftbalansen i Norge og en politikk for å sikre denne er og blir av vital betydning for prisnivå og forutsigbarhet. Uten en sterk norsk kraftbalanse vil det være umulig å sikre konkurransedyktige og stabile kraftpriser i framtiden. Kraftbalansen avhenger blant annet av hva vi gjør for å effektivisere energibruken, hvilke investeringer strømkunder og kraftprodusenter ønsker å gjennomføre og hvilke prosjekter som får samfunnets aksept og myndighetenes tillatelse og støtte. Tiltak og forhold som påvirker kraftbalansen drøftes nærmere i kapittel 7, 12 og 15.

Selv om den norske kraftmarkedsmodellen har egenskaper som vil være viktige fremover, se kapittel 14, har krigen og behovet for energiomstilling skapt betydelig usikkerhet om energipolitikken globalt og i landene omkring oss. Det er for tidlig å se klart om omfattende **regulatoriske grep** kan ha ønsket virkning, men vi må være forberedt på at det i framtiden kan oppstå behov for større endringer for å sikre forsyningsikkerhet og forutsigbare og konkurransedyktige priser. Konkrete tiltak drøftes i kapittel 16 og 17.

Beredskap for mulig omfordeling må være permanent på plass for å kunne håndtere uønskede fordelingsvirkninger av mulige ekstreme hendelser og konsekvensene av den nye normalsituasjonen vi er på vei inn i. Strømpriskrisen blir blant annet håndtert gjennom midlertidige støtteordninger til husholdninger og næringsliv. Selv om den aktuelle krisen må forventes å gå over en gang i framtiden og støttebehovet avta, er det grunn til å forvente større uforutsigbarhet og et høyere prisnivå fremover. Dette omtales nærmere nedenfor og kapittel 17.

2.7 Overordnet om utvalgets vurderinger

Utvalget har analysert en rekke forslag til tiltak som har til hensikt å bidra til stabile og konkurransedyktige priser. Forslagene kommer fra mange hold, blant annet utvalgets mandat, mottatte innspill og utspill i media. Vurderingene presenteres i rapportens fagkapitler og sammenfattes kort nedenfor. Sammenfatningen og vurderingene henger nøye sammen med utvalgets vurdering av dagens desentraliserte markedsbaserte engrosmarked. For også å forklare hvordan utvalget har arbeidet, starter vi med et mer omfattende sammendrag av vurderingen av dagens markedsmodell.

2.7.1 Utvalgets vurdering av dagens engrosmarkedsmodell

Utvalget har vurdert andre måter å organisere engrosmarkedet enn dagens desentraliserte marked med marginalprissetting. Dette er behandlet i kapittel 14. En tilsynelatende enkel modell for engrosmarkedet er å bevare den desentraliserte strukturen, men la hver produsent få betalt i henhold til egne bud i spotmarkedet. Erfaring tilsier at det kun stimulerer aktørene til å gjette hva markedsprisen blir og by i henhold til det. Dagens system belønner aktørene for å avsløre sine egne kostnader gjennom budene i engrosmarkedet. Betaling etter bud kan i verste fall føre til større prisvariasjon og høyere prisnivå enn dagens system, under ellers like forhold. Modellen reduserer ikke usikkerhet knyttet til investeringer og den bidrar ikke til å løse planleggingsoppgaver, slik dagens system gjør. Det er uklart hvordan prisene til strømkundene skal fastsettes, men det er ikke grunn til å tro at samlet kostnad for strømkundene blir lavere.

En alternativ innfallsvinkel er å dele markedet i to eller flere segmenter, basert på at ulike produksjonsteknologier har ulike kostnader, slik Hellas har tatt til orde for. Uregulerbar produksjon kan for eksempel få betalt tilsvarende sine totale kostnader, mens regulerbar produksjon fortsetter med dagens system. Hensikten kan være å sørge for at ekstraordinære inntekter slike produsenter kan få med dagens system lettere kan fordeles blant strømkundene i form av lavere priser. I Norge har vi et skattesystem som har elementer av det samme, men som ivaretar viktige særtrekk ved det enkelte kraftverks kostnader. En vesentlig forskjell er at vi ikke har noen fordelingsmekanisme som foreslått i Hellas. Vellykket gjennomføring av den greske modellen kan i beste fall gi de samme engrosprisene på marginen som en ville fått med dagens system og et overskudd som i prinsippet tilsvarende provenyet fra grunnrenteskatten for vannkraften. Alternativt vil prisene bli mer uforutsigbare og ikke minst vil usikkerheten knyttet til investeringer kunne bli større. Det er uklart hvordan modellen virker dersom engrosprisen i lange perioder blir liggende under totalkostnadene for uregulert produksjon. Hvordan overskuddet skal anvendes følger ikke nødvendigvis av modellen, men dersom det brukes til å redusere strømprisene for kjøpere vil forbruket på sikt kunne bli høyere enn med dagens modell med mindre det innføres et system med kvoter til strømkundene.

Et tredje alternativ er å gå tilbake til løsningene før dereguleringen, for eksempel slik at staten selv, eller et fåtall offentlig eide selskaper, får ansvar for drift og planlegging av kraftverk i et avgrenset geografisk område. Det er ikke åpenbart at de totale kostnadene blir lavere, men det kan bli lettere å redusere prisvariasjonen overfor strømkundene. Strømkundenes tilgang på langsiktige avtaler vil avhenge av politikken. Selv om forbruket i større grad enn før må tilpasses ressurstilgangen i et kraftsystem med høy andel vindkraft og solenergi, kan mye av denne tilpasningen automatiseres. Dette krever imidlertid styringssignaler som strømkundene eller deres installasjoner kan reagere på, og mulighet for lønnsomhet i aktiv styring av forbruket. Det er vanskelig å se at dette skal kunne koordineres i praksis uten priser som variere, siden vi ikke har sentralisert informasjon om hvilke strømkunder som kan gjøre tilpasninger når og i hvor stor grad.

Modellene ovenfor har blitt trukket frem som alternative måter å organisere engrosmarkedet for å håndtere fordelingsproblematikk og sikre forutsigbarhet. Utvalgets vurdering er at disse alternativene ikke kan ivareta forsyningsikkerhet og effektiv utnyttelse av energiresursene like godt som dagens system.

Utvalgets vurdering er at det markedsbaserte, desentraliserte engrosmarkedet for kraft bør bestå. Vindkraft og solenergi benytter innsatsfaktorer som ikke har noen alternativ verdi. I et kraftsystem der uregulerbar kraft erstatter regulerbare kraftverk basert på gass eller andre brensler, blir det i større grad forbruket som må tilpasses produksjonen. Med dagens markedssystem får forbrukerne signaler om dette gjennom prisene. Strømkunder som har fleksibilitet med tanke på når de vil bruke strøm, får lavere gjennomsnittspris enn kunder uten fleksibilitet. Samtidig bidrar disse med sin fleksibilitet til lavere strømpriser for alle.

Alternativer til dagens modell ser ikke ut til å gi bedre ressursutnyttelse eller større samfunnsøkonomisk overskudd. Omfordelingen som søkes oppnådd gjennom alternative oppsett for engrosmarkedet, gir i realiteten mindre til omfordeling. Med fremtidig klimaomstilling og et mer komplekst kraftsystem, vurderer utvalget at dagens modell gir de beste forutsetningene for å sikre god forsyningsikkerhet og priser som reflekterer energitilgangen. Denne konklusjonen medfører imidlertid, sammen med usikkerhet om tiltak i sluttbrukermarkedene i andre land, nye utfordringer for strømkundene og aktualiserer behov for omfordelende tiltak. Utvalgets vurdering er at omfordeling håndteres bedre i sluttbrukermarkedet enn via omsetningsformen i engrosmarkedet, se nedenfor og kapittel 16 og 17.

Stor usikkerhet og prisvariasjon øker risikoen ved investeringsbeslutninger, særlig for ny kraftproduksjon. Det er ikke gitt at aktørenes prisforventninger er tilstrekkelige til å sikre de investeringer som skal til for å gjennomføre energiomstillingen.

2.7.2 Kort om utvalgets vurderinger av ulike tiltak

Utvalget har vurdert om lag 50 tiltak. Disse er utførlig presentert i kapittel 15 (engrosmarkedet), kapittel 16 (markedssvikt i sluttbrukermarkedet) og kapittel 17 (omfordelende støtte).

Tiltak for engrosmarkedet

Utvalget har vurdert flere tiltak som har vært foreslått for å gi lavere engrospriser, se kapittel 12, 14 og 15. Noen av disse vil etter utvalgets vurdering antageligvis ikke virke etter hensikten. Andre tiltak vil ha negative effekter på verdiskapingen i Norge eller på forsyningsikkerheten. Med stor usikkerhet om markedsutviklingen i våre naboland, er virkningen av flere tiltak rettet mot prisdannelsen i engrosmarkedet også usikker. En styrket kraftbalanse og en politikk for å sikre denne vil med sikkerhet bidra til konkurransedyktige priser i Norge.

Utnyttelse av kapasiteten i mellomlandsforbindelsene er et sentralt tema i kraftdebatten i Norge. Resultatet av slike tiltak henger tett sammen med den aktuelle kraftbalansen i Norge, og vil kunne ha konsekvenser for forsyningsikkerheten. Muligheten for å oppnå en gunstig prisvirkning avhenger av de avtaler som er inngått, og av mulige mottiltak fra aktuelle naboland, se kapittel 15.

Tiltak som begrenser utnyttelsen av forbindelsene til utlandet, vil kunne få en prisdempende effekt, men samtidig, i de fleste tilfeller svekke forsyningsikkerheten. Tiltak som søker å begrense hovedsak ikke ha noen virkning på prisene. Redusert eller fremtidig begrensning av utvekslingskapasitet kan bidra til lavere priser så lenge Norge har kraftoverskudd, men ikke i et scenario med enda større kraftoverskudd i våre naboland.

I engrosmarkedet bør mulighetene for omfordeling av risiko forbedres. Fra slutten av 1990-tallet var det organiserte markedet for fremtidskontrakter (terminkontrakter) blant de beste og mest velfungerende i verden. RME annonserte 18. september 2023 at det skal kartlegge aktørenes muligheter for prissikring i norske budområder. Utvalget anbefaler at det i den sammenheng også blir vurdert om ikke Norge bør følge Sveriges eksempel og be Statnett gå inn som motpart for et begrenset volum av prissikringskontrakter (EPAD, se kapittel 15.4.9). Effektiv prissikring til sluttbrukere forutsetter at strømlleverandørene og kraftselskapene har gode muligheter for å tilpasse sin risikoeksponering i det finansielle terminmarkedet. Høy aktivitet i terminmarkedet gir tilbyderne viktig informasjon om verdien av kraft fremover, se kapittel 8.8.

God informasjonsflyt er vesentlig i alle markeder. Generelt oppfattes informasjonsflyten i engrosmarkedet som god, både mellom aktører (i den grad aktører skal og kan utveksle informasjon) og mellom aktørene og myndighetene. Utvalget drøfter i kapittel 15.4 en rekke tiltak som kan gi enda bedre informasjonsflyt. OEDs foreslåtte styringsmekanisme dekker noe av dette behovet, men utvalget vil peke på at bedre informasjonsutveksling generelt er rimelig og kan ha reell betydning for aktørenes markedsadferd og gi lavere priser i knapphetssituasjoner.

Norge har om lag halvparten av Europas vannmagasiner. Utvalget vil i denne sammenhengen fremheve betydningen av begrepet *vannverdi*, se også kapittel 7. Kvalitativt god vannverdiberegning er vesentlig for å realisere verdiene av reguleringen av vassdragene. Siden tilsiget til vannmagasinene er usikkert, har vannkraftprodusentene en usikker mengde vann til disposisjon over tid. Hver dag og uke må de derfor velge hvor mye magasin vann som skal brukes nå, og hvor mye som skal spares til senere. Den enkelte produsent beregner vannverdiene i lys av det enkelte magasins særegenheter, tilsigsforhold, reguleringsbestemmelser, samfunnets forventninger og politiske krav, og ikke minst hvilke priser vannkraftprodusenten forventer å oppnå fremover. Uten effektiv prisdannelse i engrosmarkedene ville vannverdiberegning i praksis blitt svært krevende.

Tiltak for sluttbrukermarkedet

Utvalget har gjennomført en analyse av sluttbrukermarkedene for strøm, se kapittel 8. Utvalget har også vurdert en rekke tiltak som har vært foreslått for å gi lavere sluttbrukerpriser. Flere av disse innebærer større statlig involvering i sluttbrukermarkedet. Andre handler om regulering som knytter sluttbrukerprisen til en blanding av engrosprisene og fortjenesten fra produksjon med lave kostnader, se kapittel 14, 16 og 17. Tiltak for forbedring av sluttbrukermarkedet for strøm kan bidra til et mer velfungerende marked, og dermed lavere påslag på strømprisen ut til strømkundene, men tiltak for utbedring av markedssvikt i sluttbrukermarkedet vil ikke kunne gi brukerne en lavere pris enn den underliggende engrosprisen. Prissikring og ulike typer fastprisavtaler kan skape forutsigbarhet for strømkundene, men prisnivået vil fortsatt bestemmes i engrosmarkedet.

For de fleste strømkunder vil det være krevende å vurdere risiko for prisendringer og selv spare til uforutsette prisøkninger. Selv om kontrakter med fastpris over tid kan gi høyere strømkostnad, kan det for mange strømkunder være viktigere at kostnadene er stabile. Dette kan oppnås gjennom fastprisavtaler, avtaler som blander fastpris og spotpris, eller ordninger som jevner ut kundens betalinger, se kapittel 16.4. Perioder med ekstrempriser er imidlertid lite egnet for å prissikre forbruk. Selv om økt innslag av fastpris for sluttbrukere isolert sett kan redusere etterspørselsidens tilpasning til ressurstilgangen slik denne reflekteres i spotprisene, bør alle kunder få like muligheter til å velge graden av prissikring eller stabilisering av sine energikostnader. Kraftsystemets behov for fleksibilitet på forbrukssiden er ikke viktigere enn strømkundenes behov for en avtale tilpasset sine behov.

Strømleverandørene har fått et dårlig omdømme i Norge. Markedet har høy grad av konkurranse, men det er likevel klare informasjonsproblemer og enkelte leverandører har tilsynelatende svært høy fortjeneste. Det er krevende å finne effektive tiltak mot at kunder kjøper eller blir fakturert for tilleggstjenester de ikke trenger, eller at de ikke forstår avtalevilkårene i strømvitalen, slik det stadig kommer eksempler på. Dette er en risiko spesielt for sårbare forbrukere. Det er de siste årene gjennomført en rekke tiltak, og nye er varslet. Styrket håndheving av regelverket for forbrukervern og økt bruk av sanksjonering er aktuelle tiltak.

Omfordeling og beredskap

Usikkerheten om fremtidige kraftpriser er stor. Norske bedrifters konkurransedyktighet påvirkes både av prisforskjeller mot utlandet og prisforskjeller innad i Norge. Norsk kraftoverskudd vil bidra til mer forutsigbare og konkurransedyktige priser overfor utlandet, men er ingen rask og risikofri vei til dette målet, se kapittel 12. I en situasjon med kraftunderskudd vil ikke tiltak for forbedring av engros- og sluttbrukermarkedene kunne sikre konkurransedyktige priser. Langsiktige tiltak som nettutbygging og økt kraftproduksjon kan også redusere prisforskjeller mellom landsdeler. Tiltak for engros- og sluttbrukermarkedene kan gi bedre tilgang til prissikring, men større prisvariasjoner gjør også prissikring dyrere. Dette aktualiserer behovet for ulike former for støtte, selv om også støttetiltak påvirker forbrukernes tilpasninger og gjennom det kraftsystemet.

Energiomstillingen øker risikoen for perioder med usedvanlig høye engrospriser, som i utgangspunktet fører til uakseptable fordelingsvirkninger. Strategier for ekstremperioder bør bygge på omfordeling i sluttbrukermarkedet, ikke endringer i engrosmarkedet. Innretningen kan gjøres på flere måter, og likevel legge vekt på å opprettholde incentiver til fleksibilitet og redusert energibruk, se kapittel 17. Statsstøttereglene legger rammer for mulighetene til å gi strømstøtte til næringslivet (Hjelmeng 2023, Mathisen 2023).

Dagens strømstøtteordninger har møtt kritikk for å favne for bredt og for smalt, og for å svekke motivasjonen til å spare energi i en tid hvor ressursknappheten var svært høy. Ordningen har omfordelt svært store summer. Mye av dette har gått til husholdninger med god økonomi, samtidig som det er usikkert om sårbare grupper har fått så mye støtte som de har hatt behov for. Støtten til næringslivet har vært begrenset, mens frivillig sektor delvis er kompensert for økte energikostnader. Utvalget vil likevel peke på at det er bedre med en imperfekt ordning enn å overlate konsekvensene av den type begivenheter som rammet Europa høsten 2021 og utover, til den enkelte strømkunde. Mot slutten av 2021 befant vi oss i en situasjon med kraftpriser som ville hatt uakseptable konsekvenser for en rekke strømkunder.

Dersom vi havner i en situasjon med kraftunderskudd og økte priser, vil ikke tiltak for forbedring av engros- og sluttbrukermarkedene være tilstrekkelige for å motvirke prisøkningen som vil følge. For å opprettholde lavere og konkurransedyktige priser i en slik situasjon vil alternativet i praksis være en form for omfordeling. Handlingsrommet til å omfordele inntekter fra kraftproduksjon til strømkunder er rammet inn av felleseuropeiske markeds- og statsstøtteregler. I en tid der også andre land i Europa må forberede seg på endringene som følger av energiomstillingen, kan disse reglene endres. Europeiske land kan komme til å velge ulike strategier og løsninger, som ikke nødvendigvis er gunstige for norske strømkunder. Norske myndigheter og aktører bør vurdere hvordan de kan arbeide for utvikling av felles europeiske løsninger som kan ivareta Norges forsyningssikkerhet og konkurransedyktighet.

For næringslivet er det en risiko at andre land i Europa får gjennomslag for ensidige tiltak for å redusere strømprisene og slik svekke norsk konkurransevne. Utvalget mener at Norge trenger en løpende og åpent tilgjengelig overvåking av markedsforholdene rundt oss generelt og for EU

spesielt. Mange aktører gjør dette i større eller mindre grad i egen regi. Virksomheten er imidlertid fragmentert, og det varierer hvor åpent kunnskap deles. De mindre aktørene, herunder de fleste energiselskapene og de aller fleste strømkundene, har ingen reell mulighet til selv å følge med på endringer i europeisk regelverk eller om enkelte land innfører tiltak som favoriserer konkurrentene til norske virksomheter.

Et svar på dette kan være permanent og målrettet forskning på regelverks- og markedsutvikling i Europa, et annet kan være at for eksempel RME regelmessig legger frem status og analyser etter et fast mønster. ACER publiserer som en del av sine faste oppgaver regelmessig rapporter fra deres overvåkning av engrosmarkedet for kraft, engrosmarkedet for gass, og for sluttbrukermarkeder for ulike energibærere.

2.8 Lavere, konkurransedyktige og forutsigbare priser?

Norge har et godt utgangspunkt for å oppnå relativt lave, konkurransedyktige og forutsigbare priser. Mens andre land skal gjennom en stor omlegging i kraftmarkedet, har vi allerede et kraftsystem basert på fornybar kraft og et effektivt markedsystem. Vi har gode ressurser for produksjon og også relativt billige fleksibilitetskilder. Men omlegging både i Europa og i Norge, og barrierer for ny produksjon, gjør at kraftmarkedet endres og prisenivå og forutsigbarhet endres. Utvalgets utredning viser at løsningene for å kunne håndtere dette er sammensatte, krever politiske avveininger og kontinuerlig oppfølging av virkninger av endringer i kraftmarkedet for norske aktører.

Fleire av tiltakene i rapporten er knyttet til forbedring av eksisterende markeder og krever ikke større regulatoriske inngrep. Disse tiltakene kan bidra til lavere og mer forutsigbare priser uten større konsekvenser for kraftsystemet for øvrig. Spesielt tiltakene for å gi bedre tilgang på prissikring, både gjennom bedre fremtidsmarkeder og bedre marked for fastprisavtaler, kan bidra til tilgang på mer forutsigbare og stabile priser innen relativt kort tid.

Tiltak for forbedring av markedene og økt prissikring vil imidlertid ikke gi vesentlig lavere prisenivå eller sikre at prisene er konkurransedyktige. Det finnes tiltak som kan gi lavere prisenivå, både i engrosmarkedet og i sluttbrukermarkedet. Tiltak i engrosmarkedet krever imidlertid større regulatorisk omlegging og kan ha negative konsekvenser for kraftsystemet og forsynings sikkerheten. Omfordelingstiltak bør derfor helst gjøres i sluttbrukermarkedet. Samtidig har støttetiltak i sluttbrukermarkedet negative virkninger som må tas med i betraktning. For næringslivet må eventuelle støttetiltak vurderes mot felleseuropeiske statsstøtteregler. For tiltak som er rettet mot husholdninger, og andre aktører som ikke er i konkurranse, er handlingsrommet stort. Mer effektiv regulering av sluttbrukermarkedet er viktig, men vil ikke ha stor betydning for prisenivået.

Utvalgets vurderinger viser at alle tiltak som har vesentlig prisdempende effekt og som i tillegg kan gjennomføres på kort sikt, må avveies mot de konsekvensene og kostnadene de medfører andre steder i markedet og for samfunnet for øvrig.

For å sikre lave og konkurransedyktige priser på sikt, og også skjerme norske forbrukere fra de største prissvingningene, er politikk for å sikre et varig kraftoverskudd det viktigste tiltaket. Oppnåelse av sterk kraftbalanse er et langsiktig tiltak og krever en rekke politiske valg, blant annet knyttet til arealbruk, naturinngrep og eventuelt behov for støtteordninger.

Norge er en energinasjon. Selv om vi har mye til felles med andre europeiske land, har vi også særnorske muligheter og utfordringer. Det er viktig at Norge har forsknings- og utdanningsmiljøer på energiområdet på internasjonalt nivå innen tema av stor betydning for Norge. Utvalget har ikke gjort egne vurderinger av kunnskapsbehovene, men peker i denne sammenheng på det uavhengige

strategiorganet [Energi21](#). Energi21 er opprettet av OED for å gi råd om tematisk satsing på forskning og innovasjon innen fornybar energi og klimavennlige energiteknologier.

2.9 Oversikt over utvalgets rapport

Fagkapitelene er organisert i tre deler. I del 1 forklarer vi i kapittel 4 hva det var som traff oss for to år siden. I kapittel 5 forklarer vi oppgavene og rollene for de mange forskjellige aktører i kraftmarkedet. Selv om vi har ett kraftmarked, har vi i praksis mange delmarkeder med ulike funksjoner og enda flere priser – dette forklares i kapittel 6. I kapittel 7 forklares prisdannelsen i spotmarkedet og vi kommer med en overordnet vurdering av dette. Sluttbrukermarkedet er grundig forklart i kapittel 8.

Målet med del 2 er å beskrive noen sentrale trekk ved endringene i kraftmarkedet. Kapittel 9 gir en kortfattet oversikt over noen sentrale rettsaker. Sammenhengen mellom klimapolitikken i Europa og kraftmarkedet behandles i kapittel 10. I kapittel 11 bringer vi en grundig og kronologisk gjennomgang av arbeidet med krisetiltak og reformer i Europa. For å belyse usikkerheten i utviklingen fremover har utvalget laget fire scenarier. Disse presenteres i kapittel 12, der vi også drøfter betydningen av mellomlandsforbindelser og av kraftbalansen for prisdannelsen i Norge.

I rapportens siste del går vi i kapittel 13 gjennom metoden for de etterfølgende vurderinger av ulike tiltak. I kapittel 14 drøfter vi egenskaper ved dagens og alternative markedsmodeller i lys av en svært høy andel fornybar energi med lave eller ingen marginalkostnader. Forslag til tiltak for forbedring av engrosmarkedet er samlet i kapittel 15. Forslag som kan redusere eventuell markedssvikt i sluttbrukermarkedene er drøftet i kapittel 16, mens problemstillinger knyttet til ulike typer strømstøtte behandles i kapittel 17.

3 Utvalgets forståelse av mandatet

Selv om mandatet oppfattes som klart og tydelig av utvalget, vil vi for ordens skyld forklare hvordan vi har tolket enkelte aspekter.

Ekspertutvalg som skal vurdere prisfastsettelsen på strøm – hovedoppgaven

Hovedtemaet for utvalgets arbeid er prisfastsettelsen på strøm. Hovedoppgaven er å vurdere alternativer og tiltak som kan bidra til lave, konkurransedyktige og forutsigbare priser. I mandatet er hovedoppgaven formulert slik:

Å utrede og drøfte ulike modeller som kan bidra til mer stabile, forutsigbare og konkurransedyktige priser til husholdninger, industri og næringsliv, samt sikrer investeringer i fornybar energi.

Ekspertutvalget tolker mandatet dithen at utvalget skal vurdere virkninger for kraftsystemet av ulike tiltak for å sikre lave, konkurransedyktige og forutsigbare priser. Sammenligningsgrunnlaget oppfattes primært som kraftprisene i andre land og dernest som kraftprisene vi ellers ville fått i Norge som følge av dagens rammer for kraftmarkedet.

Videre oppfatter vi at mandatet fokuserer på at vi skal analysere virkningene av ulike tiltak, men ikke nødvendigvis komme med anbefalinger om hva som bør og ikke bør gjennomføres. Utvalget har likevel tillatt seg å peke på noen sentrale forhold, jf. hovedbudskapet slik dette er presentert i kapittel 2.

Mandatet sier også at utvalget skal beskrive mekanismene bak prisdannelsen i kraftmarkedet.

Utvalget har på bakgrunn av dette valgt å arbeide langs tre akser:

- Beskrive dagens system og organisering
Rapportens del 1 er en omfattende beskrivelse av engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet slik det ser ut i dag.
- Beskrive veien fremover
Rapportens del 2 beskriver en rekke sentrale utviklingstrekk i Norge så vel som i naboland, med vekt på det som betydning for strømprisene i Norge i årene som ligger foran oss.
- Analysere ulike tiltak
I rapportens del 3 drøftes en lang rekke forslag og ideer til å organisere eller regulere kraftmarkedet på en annen måte enn i dag. I mandatet listes det opp en rekke forslag som ekspertutvalget skal vurdere virkninger i kraftmarkedet av. Ekspertutvalget legger til grunn at mandatet ikke hindrer utvalget i å vurdere andre tiltak i tillegg, blant annet andre forslag som har blitt trukket frem i offentligheten. Det er derfor et betydelig antall tiltak som er beskrevet og vurdert.

Kraftmarkedet og samfunnet

Ønsket om lavere, konkurransedyktige og forutsigbare priser kan komme i konflikt med et mål om samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For eksempel kan samfunnsøkonomiske lønnsomme mellomlandsforbindelser under visse omstendigheter føre til høyere priser enn utgangspunktet. Tiltak for en styrket kraftbalanse kan komme i konflikt med hensyn til natur og kulturutøvelse. Vi oppfatter at det ikke er utvalgets oppgave å ta stilling til den målkonflikten som ligger i problemstillingene utvalget har arbeidet med. Tvert imot har vi tolket mandatet som et mål om å belyse virkningene av ulike tiltak, slik at politiske myndigheter kan ta opplyste valg.

Når utvalget har vurdert ulike tiltak, har vi derfor forsøkt å beskrive tiltakenes virkninger på prisene og prisdannelsen. Kan tiltaket føre til lavere, konkurransedyktige og/eller forutsigbare priser? Har tiltaket, eller tiltakets virkning på prisene, andre virkninger?

Energikommisjonen

Mandatet presiserer at ekspertutvalget skal bygge på Energikommisjonens utredning (NOU 2023: 3). Utvalgets arbeid viser at kraftbalansen i Norge, og i naboland, har stor betydning for kraftprisene i Norge. Med henvisningen til Energikommisjonens arbeid legger utvalget til grunn at vi ikke er bedt om å beskrive hvordan mål knyttet til kraftbalansen kan eller bør nås.

EØS-avtalen

Mandatet sier at ekspertutvalget skal vurdere hvilke tiltak på kort og lang sikt som kan sikre strømforbrukerne mulighet til lavere og forutsigbare priser, innenfor handlingsrommet i EØS-avtalen.

Utvalget oppfatter at det ikke trenger å legge strenge begrensninger for hvilke tiltak som skal vurderes eller evalueres av utvalget, men forholdet til EØS-avtalen vil utgjøre et av flere hensyn i vurderingen av tiltakene. I analysene av ulike tiltak, har vi derfor lagt vekt på å vurdere hvordan tiltaket kan påvirke kraftprisene dersom det blir gjennomført. For de tiltak vi mener det er relevant, har vi foretatt en overordnet vurdering av hvilke EØS-forpliktelser tiltaket eventuelt kan komme i konflikt med og som dermed kan være hinder for gjennomføring. Til støtte for dette har utvalget også innhentet to juridiske betenknings, som er brukt i analysene. Målet med denne tilnærmingen har vært å vurdere hvordan tiltaket kunne ha virket, dersom det ble gjennomført som beskrevet.

Begrepsforståelse

Mandatet bruker forskjellige uttrykk om prisen. Utvalget oppfatter stabile og forutsigbare som synonymer i denne sammenheng. Med konkurransedyktige priser forstås priser som er lavere enn i land det er naturlig å sammenligne oss med, se også kapittel 8.10. Uttrykkene lave og lavere oppfattes som en referanse til prisene vi har sett under strømpriskrisen som startet for om lag to år siden, men også til prisene vi formodentlig vil få dersom vurderte tiltak ikke gjennomføres.

Mandatet sier at ekspertutvalget skal vurdere modeller som skal kunne sikre den norske forsynings-sikkerheten på kort og lang sikt. Modeller oppfattes i denne sammenheng som tiltak som initieres av myndighetene.

Ekspertutvalget skal også vurdere hvilke tiltak som på kort og lang sikt kan sikre strømforbrukere mulighet til lavere og forutsigbare priser. Videre skal utvalget drøfte hvilke hovedfaktorer som vil påvirke prisbildet på kraft på lang sikt i Norge, og landene vi er tilknyttet. Skillet mellom kort og lang sikt er ikke presist, men relateres til om aktørene har tid til å gjennomføre investeringer knyttet til produksjon, transport eller forbruk av elektrisk kraft. Kort sikt er kraftsystemet slik det er 'nå', mens lang sikt kan bety fra 5-10 år frem i tid til energisystemet i Europa er omstilt om 30 til 40 år.

Utvalget bruker ordene strøm og kraft slik at kraft som hovedregel sikter til engrosmarkedet og strøm til sluttbrukermarkedet. Er leseren i tvil, er likevel konteksten avgjørende.

Del 1: Plutselig var kraftmarkedet ulikt alt vi hadde sett før

Mange har et bilde av kraftmarkedet som usedvanlig komplisert. Utvalget er enig i at mange forhold ved kraftmarkedet og ikke minst prisdannelsen kan være vanskelig å forstå for de som ikke har brukt år av sitt liv på dette. En viktig årsak til kompleksiteten er at kraftsystemet må være i balanse hele tiden. Produksjon og forbruk må til enhver tid være lik i hele Norge og i Europa sett under ett. Fordi elektrisitet beveger seg nesten med lysets hastighet i ledningene, betyr det hvert millisekund. Dette skjer ikke av seg selv. Tvert imot løses denne oppgaven gjennom et aktivt samarbeid mellom en rekke aktører. Det er etablert egne markeder for dette. Dette er hovedtema i rapportens del 1, der vi beskriver kraftmarkedet grundig. Et mål med dette er å gjøre kraftmarkedet litt mer tilgjengelig for andre enn ekspertene og bransjefolk.

Kraftmarkedet har klare likhetstrekk med de fleste andre markeder – så som at redusert tilbud eller økt etterspørsel fører høyere priser, og motsatt. En annen likhet er at endringer i priser får både tilbydere og kjøpere til å vurdere om de skal endre adferd. Om prisene stiger, vil produsenter spørre seg om de bør øke produksjon, for eksempel ved å produsere mindre på et senere tidspunkt (relevant for vannkraft med magasin), eller utvide produksjonskapasiteten (utvide eksisterende eller bygge et nytt kraftverk). Tilsvarende vil (noen) forbrukere spørre seg om de med fordel kan redusere forbruket midlertidig, eller om de skal utsette eller skrinlegge planene om nytt fremtidig forbruk. Priser kan slik tolkes som den faktoren som sørger for at tilbudt og etterspurt mengde er like store.

Et tredje likhetstrekk er at selv om varen er den samme, skiller en gjerne mellom engrosmarked og sluttbrukermarked i analyser og ved omtale. I engrosmarkedet omsettes større mengder i hver transaksjon – for eksempel et antall paller med mel – mens i sluttbrukermarkedet omsettes samme vare i mindre enheter, for eksempel et antall pakker eller kilo med mel. Både for mel og for strøm vil det være en sammenheng mellom priser i engrosmarkedet og i sluttbrukermarkedet. Forhold i engrosmarkedet kan påvirke sluttbrukermarkedet – og motsatt.

For å understreke at vi slik sett taler om to (litt) ulike markeder for samme vare, vil utvalget fortrinnsvis bruke ordet **kraft**, eller elektrisk kraft, som betegnelse på varen som omsettes i engrosmarkedet, mens for sluttbrukermarkedet brukes ordet **strøm**.

I kapittel 4 gir vi en summarisk oversikt over kraftprisutviklingen de siste årene. Vi fortsetter i kapittel 5 med en oversikt over hvilke roller ulike aktører har i kraftmarkedet. I kapittel 6 forklarer vi hvordan ulike deler av kraftmarkedet henger sammen, og hvordan prisdannelsen foregår rent praktisk. Hvorfor engrosmarkedet er delt i ulike budområder (av noen kalt prisområder) forklares i kapittel 7. Der viser vi også sammenhengen mellom kraftutveksling, kraftpriser og forsyningsikkerhet. Denne delen avsluttes med en grundig analyse av sluttbrukermarkedet for strøm i kapittel 8.

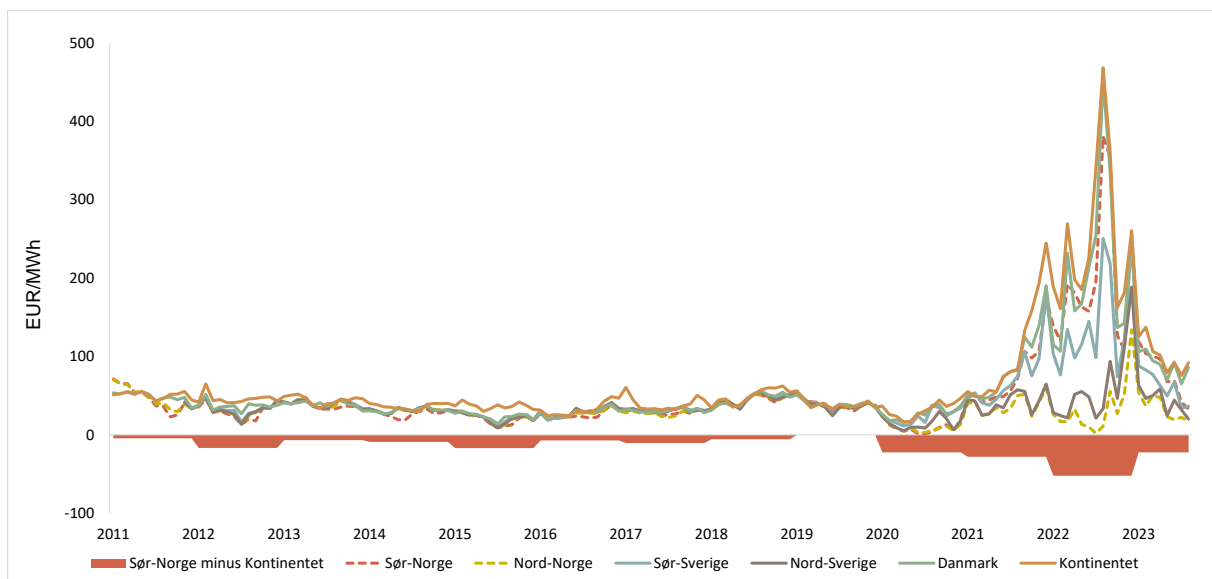
4 Hva var det som skjedde?

I Norge har vi aldri før sett så høye kraftpriser som i Sør-Norge de siste to årene

Tidligere har vi hatt forholdsvis høye priser i engrosmarkedet for elektrisk kraft i enkelte timer eller i kortere perioder. Et og annet år har vi hatt lengre perioder med lite tilsig til vannkraftverkene (tørrår). Det har ført til perioder med relativt høyt prisnivå i Norge sammenlignet med andre land. For eksempel var prisene i Norge i første del av 2010 og 2011 nær dobbelt så høye som i Tyskland. Vi har også tidligere opplevd korte perioder med svært høye kraftpriser, for eksempel 17. desember 2009 fra klokken 16:00 til 18:00 var kraftprisen over 1400 EUR/MWh i hele Norden unntatt på Østlandet (NO1) og i Jylland (DK1), hvor prisen var 40-50 EUR/MWh.

Likevel har kraftprisene både i engrosmarkedet og for ulike sluttbrukere aldri vært så høye så lenge som i Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5) fra høsten 2021 til sommeren 2023. Fra juli 2023 falt prisene i NO1 og NO5. I september 2023 hadde disse områdene tidenes laveste gjennomsnittspris. Prisene i NO2 har holdt seg forholdsvis høye i NO2 (som om lag dekker Vestfold og Telemark, Agder og Rogaland) i samme periode. I denne perioden har kraftprisene vært svært høye i hele Europa, med unntak av Sverige og Nord-Norge.

Selv om prisene har vært betydelig høyere enn vi noen gang har opplevd før, har prisene i Sør-Norge vært blant de lavere i Europa i samme periode. Forskjellen mellom kraftprisene i Sør-Norge og Tyskland har aldri vært større enn i 2022. Figur 4-1 viser gjennomsnittlig pris per måned for Skandinavia og gjennomsnittet av tysk, nederlandsk og fransk kraftpris. Det fargelagte arealet viser forskjellen mellom prisen i Sør-Norge og Kontinentet.



Figur 4-1 Prisutvikling fra 2011 til august 2023 (Kilde: Nord Pool)

Årsakene til de svært uvanlige prisene er mange – gassprisene er den viktigste

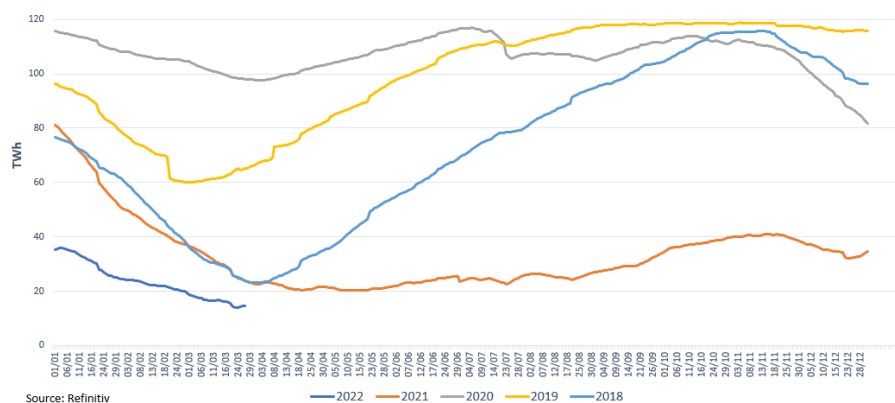
Kraftprisene varierer fra time til time. For en detaljert fremstilling av hvordan kraftprisene fastsettes viser vi til kapittel 6 og 7. I dette kapitlet peker vi på de viktigste årsakene til de voldsomme prisbevegelesene i Sør-Norge siden høsten 2021. Hovedårsaken var en kraftig prisoppgang på naturgass i Europa og hvordan dette forplantet seg til det norske kraftmarkedet via kraftprisene i Europa.

Høsten 2021 begynte energiprisene i Europa å stige, etter en lengre periode med lavere priser forårsaket av lavere energietterspørsel under COVID-pandemien. I oktober 2021 var gassprisene i Europa 400 prosent høyere enn i april 2020, mens kraftprisene hadde steget med 200 prosent over

samme periode. Høye priser i de globale gassmarkedene, og spesielt høy etterspørsel etter LNG, ble pekt på som sentrale drivere. EU-landenes egen gassproduksjon var samtidig synkende, og de lave gassprisene gjennom pandemien hadde ført til færre investeringer i gass globalt som igjen bidro til knapphet i markedet høsten 2021. Etter Russlands fullskala invasjon av Ukraina 24. februar 2022 har Russland kraftig redusert gassleveransene.

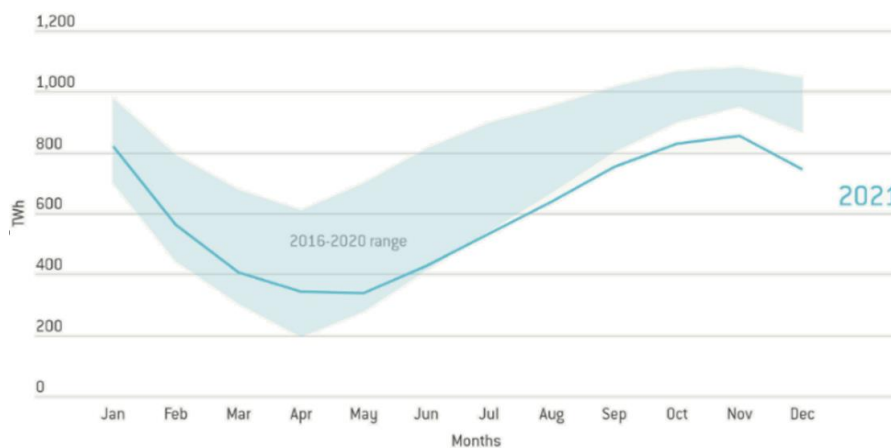
Samtidig var det tydelig at det russiske gassseksportørskapskapet Gazprom unnlot å øke sin eksport av gass til Europa utover sine kontraktmessige forpliktelser, noe som kunne ha vært forventet i en situasjon med høye priser. EU gikk mot vinteren 2021/22 med svært lav fyllingsgrad i gasslagrene sammenlignet med tidligere år, og med spesielt lav fyllingsgrad i russisk-eide lagre, se Figur 4-2. EUs gasslagre fylles i sommerhalvåret og tappes i vinterhalvåret, og har en total lagringskapasitet på ca. 1200 TWh – tilsvarende over 13 ganger total lagringskapasitet i norske vannmagasin. I Europa er gasslagrene svært viktige for å møte økt etterspørsel etter energi til varme om vinteren. De overraskende lave volumene fra Russland bidro til å legge press på gassprisene.

Figur 4-2 viser at Gazproms gasslagre i Europa hadde spesielt lav fyllingsgrad før høsten og vinteren 2021/2022, etter at de ikke ble fylt opp under fyllingssesongen sommeren 2021. Den gjennomsnittlige fyllingsgraden i Gazprom-eide gasslagre var på 26 prosent i oktober 2021, sammenlignet med gjennomsnittlige 75,5 prosent i gasslagre eid av andre operatører.



Figur 4-2 Fyllingsgrad i gasslagre kontrollert av Gazprom, januar 2018-mars 2022 (Kilde: Refinitiv (2022), [i Reuters](#))

Figur 4-3 viser at Europa gikk inn i 2022 med rekordlav fyllingsgrad i gasslagrene. Total fyllingsgrad lå på 62 prosent ved utgangen av 2021, sammenlignet med et gjennomsnitt på ca. 80 prosent i årene før.

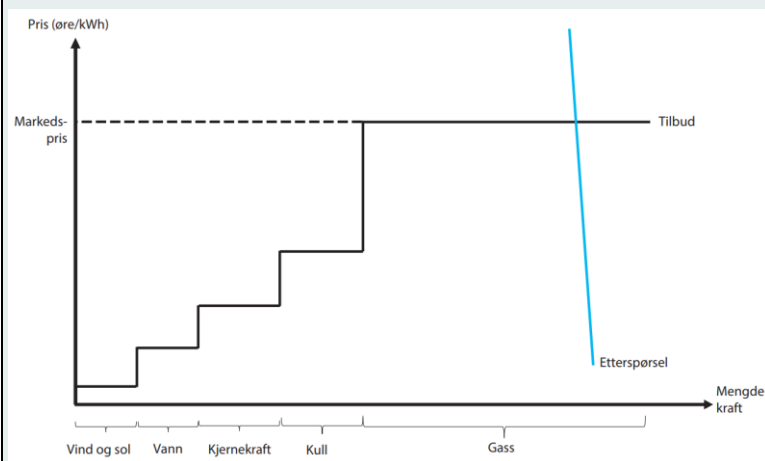


Figur 4-3 Total fyllingsgrad for gass i Europa, 2021 vs. 2016-2020 (Kilde: [Bruegel](#) (2021), basert på data fra [AGSI](#).)

Gasspriser og kraftpriser henger sammen

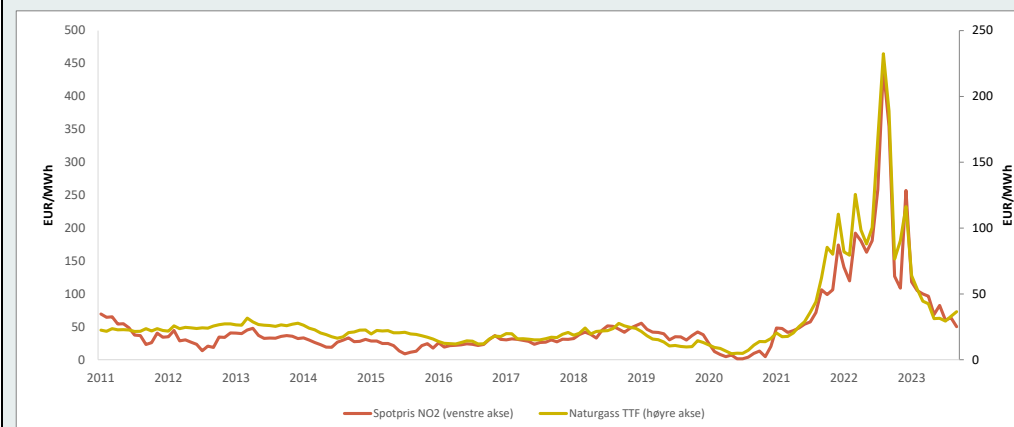
Figur 4-4 illustrerer gasskraftens rolle for prisdannelsen i det europeiske engrosmarkedet i en situasjon der gasskraft er nødvendig for å møte total etterspørsel. Produsentene har ulike produksjonskostnader, og byr inn volum til ulik pris. Kraft som bys inn til lav pris prioriteres først. Markedsprisen, som alle produsenter får for sin kraft, bestemmes av det dyreste volumet som er nødvendig for å dekke etterspørselen. Dette er det marginale budet. Markedsdesignet kalles marginalprising eller «pay-as-clear» og er vanlig i både regulerte og uregulerte markeder.

I Europa kommer ofte det marginale budet fra gasskraft, spesielt i de timene der etterspørselen er på sitt høyeste eller tilbudet fra andre kilder er lavt.



Figur 4-4 Skematisk illustrasjon av prisdannelsen i det europeiske engrosmarkedet for kraft (NOU 2023: 3)

Figur 4-5 viser spotprisen for naturgass på kontinentet og spotprisen for elektrisk kraft i NO2.

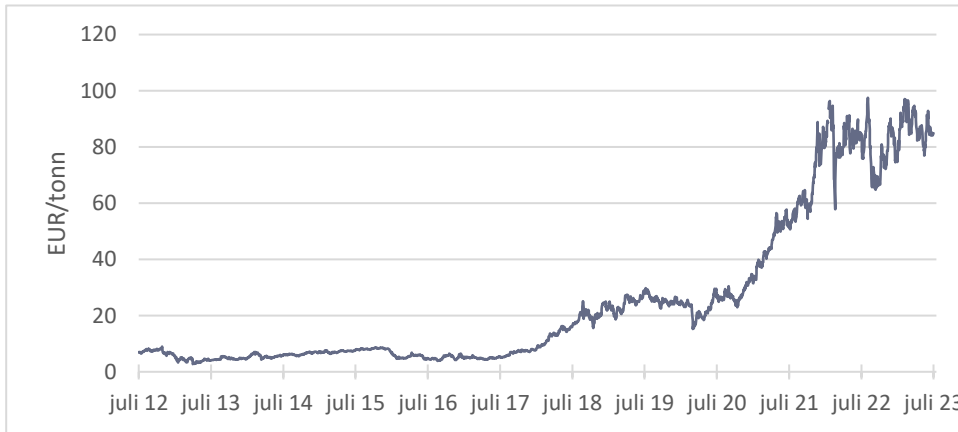


Figur 4-5 Spotpris for europeisk gass (TTF) og spotpris for kraft i NO2 fra 2011 til september 2023 (Kilde: Nord Pool, S&P)

Flere andre faktorer bidro til å forsterke effekten av de globale gassprisene og Russlands reduksjon av gass eksport til Europa (rekkefølgen sier ikke noe om relativ viktighet):

1. Koronapandemien som startet mot slutten av 2019 førte først til et fall i den globale etterspørselen etter energi, men forbruket tok seg opp igjen utover i 2021. Spesielt steg etterspørselen etter gass ganske kraftig. En kald vinter og varm sommer i 2021 hadde krevd energi til varme og kjøling, samtidig som fornybarproduksjonen fra spesielt vann- og vindkraft hadde vært lav gjennom en vindstille og tørr sommer.
2. I Europa var EUs kvotesystem for rettighet til utslipp av CO₂ i mange år preget av lave priser, dvs. 5-10 EUR/tonn CO₂. Et viktig element i EUs kvotesystem er at tildelingen av kvoter over

tid skal gå ned. Det bidrar isolert sett til økende verdi av disse kvotene, som igjen øker kostnaden ved kraftproduksjon basert på fossile energikilder.



Figur 4-6 Markedspris for europeiske utslippskvoter (ETS) (Kilde: EEX, Montel)

3. Som et resultat av økende knapphet på gass, økte forbruket av kull til kraftproduksjon i Europa. Siden kraftproduksjon basert på kull fører til om lag dobbelt så store utslipp av klimagasser som kraftproduksjon basert på naturgass, økte verdien av EUs utslippskvoter mer enn den planlagte tilstrømmingen i kvotemarkedet skulle tilsi alene.
4. Tørke og hetebølge i Europa sommeren 2022 bidro ytterligere til utfordringene i kraftmarkedet. Europa registrerte den laveste grunnvannstanden på 500 år. Lav vannstand i elvene på kontinentet skapte utfordringer med transport av kull til kullkraftverkene og kjølevann til termiske kraftverk basert på kull, gass eller kjernekraft. Med begrenset tilgang på kjølevann kan ikke kraftverkene produsere for fullt. Samtidig ble etterspørselen etter elektrisitet til kjøling høy på grunn av høye temperaturer.
5. Frankrikes produksjon av kjernekraft ble vesentlig lavere enn normalt og forventet i 2022. I tillegg til omfattende planlagt vedlikehold ble det oppdaget flere og mer omfattende feil på spesielt kjølesystemene i en lang rekke kjernekraftverk.

Norge berøres bare indirekte av utfordringene nevnt over. Den indirekte sammenhengen er at kraftutvekslingen med våre naboland avhenger av observert og forventet prisnivå i nabolandene, som igjen avhenger av faktorer som omtalt ovenfor, jf. kapittel 6 og 7. Vi fortsetter derfor med et blikk på spesifikt norske forhold (rekkefølgen sier ikke noe om relativ viktighet):

6. I 2020 og 2021 økte utvekslingskapasiteten til nabolandene, først med NordLink (1400 MW forbindelse mellom Norge og Tyskland) og deretter med North Sea Link (1400 MW forbindelse mellom Norge og Storbritannia). Selv om aktørene i engrosmarkedet har lang erfaring med hvordan de skal ta hensyn til utvekslingskapasitet, var kapasitetsøkningen større enn noen hadde relevant erfaring med. Det er derfor rimelig å anta at størrelsen på kapasitetsøkningen har skapt noe usikkerhet som kan bidra til å forklare prisutviklingen fra høsten 2021 og fremover. Se også kapittel 7 for en nærmere drøfting av hva utenlandshandelen betyr for prisdannelsen i Norge.
7. I møte med stigende kraftpriser på kontinentet utover sensommeren og høsten 2021 kom norske vannkraftprodusenter til at verdien av produksjon 'nå' (altså sensommeren og høsten 2021) hadde høyere samfunnsmessig og bedriftsøkonomisk verdi enn lagring til senere på vinteren/våren 2022. I etterpåklokskapens lys er det klart at disse analysene ikke tok tilstrekkelig høyde for hverken muligheter for den kommende russiske invasjonen av Ukraina eller prisutviklingen i gass- og kraftmarkedet på kontinentet utover i 2022. Fremtidsmarkedet, med markedspriser sommeren og høsten 2021 for kraftkontrakter med

leveranse i løpet av vinteren 2021/2022, tydet på at prisene skulle gå ned fra høsten og inn i vinteren. Dette prisbildet ga støtte til en strategi om å produsere relativt mye før vinteren kom i gang.

- a. Hadde vannkraftprodusentene høsten 2021 visst hva alle senere kunne konstatere, ville de trolig produsert noe mindre høsten 2021 enn de faktisk gjorde, og tilsvarende mer utover vinteren og våren 2022 (Mo, Wolfgang og Øyn Narvesen 2023). Det kunne i sin tur ført til to ting:
 - i. Sannsynligheten for rasjonering i kraftmarkedet i Sør-Norge i løpet av våren 2022 ville trolig ha blitt lavere enn den faktisk ble. Det kunne ha ført til noe lavere priser våren 2022 enn vi faktisk så.
 - ii. En mer forsiktig produksjon høsten 2021 (mer sparing av vann) ville imidlertid gitt høyere priser og dermed lavere eksport enn den faktisk var.
8. Kombinasjonen av forholdsvis høy kraftproduksjon, spesielt i Sør-Norge høsten 2021, og ikke spesielt høyt tilsig til vannmagasinene i samme område før høsten kom, bidro til forholdsvis lav magasinutfylling i Sør-Norge gjennom store deler av 2022. Været skiftet i oktober 2022, noe som ga mye nedbør, mildt vær og relativt lavt forbruk i Norge i fjerde kvartal 2022. Hadde vi i stedet fått et rekordhøyt tilsig, ville prisnivået i Sør-Norge i 2022 vært lavere. Det ville ha lignet på det vi erfarte i 2020, hvor magasinutfyllingen gjennomgående var betraktelig høyere enn i 2022.

Vannkraft, kostnader og kraftpriser

Vannkraftprodusenter vurderer kontinuerlig om magasin vann skal brukes til produksjon nå eller spares til fremtidig produksjon for å dekke fremtidig kraftetterspørsel. Etterspørsel, produksjon av sol- og vindenergi, import, eksport og fremtidig tilsig av vann er usikkert. I praksis gjøres vurderingene ved å lage prisprognoser og legge en plan for disponering av vannmagasinene som gjør at vannkraftproduksjonen i størst mulig grad foregår når prisene er høyest. Prisene er høyest når energitilgangen er knappest og etterspørselen høyest. På denne måten maksimerer produsentene sine inntekter.

Derfor lønner det seg for vannkraftprodusenter å spare vann til de periodene de forventer at kraften er mest verdt, særlig om vinteren og i perioder med høyt forbruk og lite produksjon av sol- og vindkraft. Om de produserer mer i perioder med lave priser, ville det bidratt til enda lavere priser i slike perioder. Men dette ville også bety mindre vann tilgjengelig for kraftproduksjon når prisene er høye. Prisene i slike knapphetsperioder vil da blitt enda høyere. Generelt vil det være uheldig for forbrukerne om produsentene ikke legger opp til å produsere mest når prisene er høye. Det ville ha gitt høyere priser totalt sett.

Disse mekanismene er egenskaper innbakt i markedsutformingen. Det bidrar til at kraftprisene samlet sett blir så lave som de kan bli, ut fra marked- og ressursituasjonen. Noen ganger tar man feil, som høsten 2021, men det er ikke all informasjon man har på forhånd.

Disse sammenhengene avhenger av effektiv konkurranse. Dersom for eksempel en aktør har markedsmakt og kan påvirke prisene i et område, kunne det gjort at prisene blir høyere enn de kunne og skulle vært.

Se spesielt kapittel 7 for en nærmere drøfting av produksjonstilpasning i vannkraftsektoren.

Frem mot høsten 2022 ble det stadig tydeligere at Europas energiforsyning befant seg i en situasjon ingen hadde erfaring med. Usikkerheten var stor om hvordan fremtiden ville bli. Både industri, andre virksomheter og husholdninger over hele Europa hadde redusert forbruk av både kraft og gass. Det

var høy usikkerhet om Europas muligheter for å komme gjennom vinteren 2022/2023 uten enda mer alvorlig knapphet på gass og kraft. Sensommeren 2022 så vi de høyeste terminprisene på både kraft og gass som noensinne er observert i Europa. EU startet reelle diskusjoner om en reform av blant annet EUs kraftmarked.

Regjeringen oppnevnte Energikommisjonen 11. februar 2022, primært for å gi et langsiktig perspektiv på grunnleggende dilemmaer i norsk energipolitikk frem mot 2030 og 2050. De voldsomme strømprisene kom til å prege hele perioden Energikommisjonen arbeidet. NOU 2023: 3 *Mer av alt – raskere* gir både en god fremstilling av prisveksten gjennom 2021 til rekordåret 2022 og en oversiktlig fremstilling av utviklingen før energiloven ble vedtatt i 1990. Energikommisjonens hovedfokus var imidlertid ikke prisene som sådan, men snarere hvordan Norge kan løse sine utfordringer på energi-området de nærmeste årene.

Strømpriskrisen medførte et uvanlig stort fordelingsproblem¹ som kom svært brått

Med unntak av store deler av den kraftintensive industrien har relativt få strømkunder i Norge kjøpt strøm på avtaler med faste priser. Der utenlandske forbrukere stort sett har fastprisavtaler som fornyes en gang per år, har norske husholdninger og virksomheter stort sett avtaler der prisen følger prisen i spotmarkedet time for time. Norge er også en betydelig eksportør av olje og gass, men utenom industri og transport har prisene på olje og gass liten direkte betydning for norske energibrukere. Den indirekte virkningen gjennom gassprisenes påvirkning på norske kraftpriser er imidlertid stor.

Da strømprisene økte utover sommeren og høsten 2021, traff det derfor norske husholdninger og virksomheter umiddelbart. For husholdningene økte de månedlige strømrregningene kraftig, både på grunn av prisøkningen og fordi forbruket jo normalt stiger med fallende temperatur utover høsten. Det meste av næringslivet, offentlig sektor og frivillig sektor opplevde en lignende utvikling. Strømpriskrisen førte til et betydelig fordelingsproblem – strømkundene fikk til dels voldsomme kostnadsøkninger, mens produsentene fikk kraftig inntektsøkning. Etersom kraftproduksjonen i stor grad er offentlig eiet og dessuten er forholdsvis hardt beskattet, økte samtidig inntektene for staten og en rekke kommuner. Økt grunnrenteskattesats og innføring av et høyprisbidrag innebar en skatteskjerpelse for produsentene som ga ytterligere inntekter til staten. Dette ga grunnlag for en rekke midlertidige støtteordninger, herunder strømstøndsordningen til husholdninger.

Flere stiller spørsmål ved dagens utforming av kraftmarked

Fordelingsproblemet som kom til uttrykk ved de ekstraordinært høye prisene, har bidratt til at flere stiller spørsmål om organiseringen av kraftmarkedet er hensiktsmessig.

Dagens markedsmodell er basert på at markedsprisen og spotprisen skal styre produksjon og forbruk, samt gi investeringsimpulser. Systemet har medført vesentlig større ressurseffektivitet enn den gamle modellen. Det har medvirket til svært høy forsyningssikkerhet og lavere gjennomsnittspriser enn våre naboland. Det har virket i en periode med god kraftbalanse i Norge og omkringliggende land, og hvor vannkraftmagasiner og regulert fossilenergi har vært tilstrekkelig til å gi nødvendig reguleringsevne og moderate prissvingninger.

Når det både i Energikommisjonens arbeid og i Strømprisutvalgets mandat etterspørres alternativer eller avbøtende tiltak til dagens markedssystem, er det blant annet fordi forutsetningene for energipolitikken endres. Endringene er særlig knyttet til følgende forhold:

¹ I økonomisk teori brukes fordelingsvirkninger om hvordan den økonomiske verdien av en aktivitet fordeles mellom produsenter og forbrukere. En prisøkning på en vare vil normalt bety økte inntekter til produsenter og økte kostnader (eller altså redusert disponibel inntekt til andre formål) for forbrukerne.

- Energipolitikken har gått fra å være et eget politikkområde med egne energipolitiske mål, til å bli et verktøy for klimapolitisk- og næringsmessig omstilling. Noen omtaler det som et paradigmeskifte.
- Produksjon av fornybar energi er en næring i seg selv med høy verdiskaping per sysselsatt. Selv i 2020, hvor kraftprisene var uvanlig lave, hadde «Elektrisitets-, gass- og varmtvannsforsyning» høyere verdiskaping enn alle andre næringer i Norge unntatt olje- og gass-virksomheten på sokkelen, og finansierings- og forsikringsbransjen.² Norge trenger næringer med høy verdiskaping per sysselsatt når olje- og gassnæringens aktivitetsnivå reduseres.
- Investeringer i ny kraftproduksjon styres i ulik grad av forventninger om fremtidige markedspriser. Både i Norge og resten av Europa er etablering av ny produksjon sterkt politisk styrt gjennom tillatelser, og i mange tilfeller subsidier eller lignende. Tilsvarende er det politiske beslutninger som er årsaken til at kjernekraften i Tyskland nå er helt nedstengt og at noen svenske kjernekraftreaktorer også er stengt. I Tyskland har offentlige stimuli bidratt til mer fornybar kraftproduksjon enn den nedstengte kjernekraften.
- For mange fremstår det som et stadig større paradoks at markedssystemet i så stor grad baseres på marginalkostnader for produksjon, samtidig som utnyttelsen av en stigende andel av produksjonskapasiteten ikke styres etter marginalkostnader. Vindkraft, elvekraft og kraftproduksjon fra solceller er ikke regulerbar, har svært lave marginalkostnader og vil (normalt) bli tilbudt for salg uavhengig av markedspris, i det minste for enhver pris større enn null.
 - o Flere er urolig for at produsentoverskuddet skal fortsette å øke inntil avhengigheten av fossile brenslere er kraftig redusert, og at strømkundene ikke vil se noen fordel av det grønne skiftet på sine strømregninger.
- Ikke minst vekker det reaksjoner at Norge eksporterer kraft til naboland samtidig som vi har tidenes høyeste kraftpriser hjemme.
- Markedets prisimpuls til rasjonell forbrukeradferd står under sterkt press. Bli prisene for høye eller for sterkt varierende, kommer det sterke krav om tiltak som prisstøtte eller fastprisordninger.
 - o De siste to årene er det meldt inn mer enn 400 ulike tiltak totalt i EØS-området som på en eller annen måte har til hensikt å støtte sluttforbrukere av energi (strøm og gass)
 - o Allerede fra 2013 hadde EU et regelverk for stater som ønsket å kompensere sin industri helt eller delvis mot virkninger av kvotehandelsystemet for karbon på strømprisen (CO₂-kompensasjon). Ordningen legges nå om til en mekanisme for prising av utslipp fra importerte varer (se faktaboks i kapittel 8.10).

Vi har fått et annerledes kostnads- og prisbilde for kraftproduksjon

Norge har på mange måter blitt oppfattet som et annerledes land for energi. Norske husholdninger bruker primært elektrisitet som energibærer, og i stigende grad også til transport etter hvert som bilparken elektrifiseres. Til oppvarming bruker vi stort sett elektrisitet i Norge. Selv om betydningen av fjernvarme har økt ganske kraftig i byene de siste to tiårene, er andelen fjernvarme i Norge relativt liten. Med bakgrunn i vannkraften har Norge fått en betydelig posisjon som vertsland for kraftintensiv industri.

Den norske vannkraften med de store regulerbare magasinene fører til at det norske kraftsystemet også i fremtiden vil ha andre egenskaper enn i andre land. Fremover er det mye som likevel blir likere

² Kilde: Nasjonalregnskapet, SSB tabell 11713. Se også [Om fornybarnæringen \(fornybarnorge.no\)](https://www.fornybarnorge.no).

når det gjelder produksjon og forbruk av elektrisk kraft. Kraftmarkedet har blitt et verktøy i klimapolitikken. Energibruken skal dreies vekk fra fossile energibærere over til fornybar energi, med betydelig væravhengig kraftproduksjon. Veksten i tilbudet av elektrisk kraft vil i stor grad komme fra sol- og vindkraftverk både i Norge og i resten av Europa. For oppvarmingsformål vil overgang fra gass og olje til varmpumper bidra til noe likere forhold på etterspørselssiden i kraftmarkedet.

I tillegg vil det få stor betydning hvordan behovet for fleksibilitet i kraftsystemet løses i forskjellige land. Mange analyser peker på hydrogen basert på elektrolyse av vann som en svært aktuell mulighet for å skape verdi av kraften når produksjonen er høyere enn 'vanlig' forbruk. Uansett vil det også få stor betydning i hvilken grad forbruket i husholdninger, transportsektoren, offentlige tjenester, næringslivet og ikke minst industrien endrer forbruksvaner og -teknologi.

Samlet tilsier dette at kraftsystemene i Norge og i resten av Europa blir likere i årene som kommer, uavhengig av hvordan kapasitet og regler for utnyttelse av mellomlandsforbindelser utvikles.

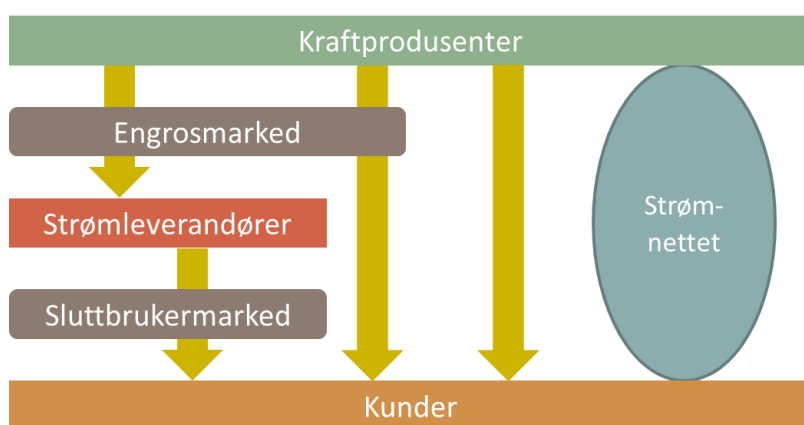
Selv om det kan pekes på mange årsaker, er det særlig to forhold som er vesentlige for det fremtidige kostnads- og prisbildet for kraftproduksjon:

1. For å stimulere overgangen til fornybar energi etablerte EU fra 2005 et system med omsettelige kvoter for utslipp av CO₂. Så lenge innslaget av kraftproduksjon basert på fossile energibærere er betydelig, vil markedsprisen på utslippskvoter ha stor betydning for prisnivået for elektrisitet i Europa. Etter et tiår der prisen for utslipp av CO₂ har ligget omkring 5-10 EUR/tonn synes kvoteprisen for tiden å ha stabilisert seg i underkant av 100 EUR/tonn. I denne sammenheng er det også spørsmål om og i hvilket omfang kvotesystemet blir supplert med støtte til ny fornybar kraftproduksjon eller lignende.
2. Overgangen til mer væravhengig kraftproduksjon gir med dagens prissystem store og hyppige endringer i kraftprisene (volatilitet). Historisk har kraftprisene i Europa generelt vært høye om dagen og lave om natten, noe som henger sammen med kostnadsbildet for kraftproduksjon basert på kull, gass og kjernekraft. Når forbruket er lavt, brukes bare anlegg med lav marginalkostnad, mens om dagen, når forbruket er høyt, brukes også kraftverk med høyere marginalkostnader. Fremover vil prisforskjeller i vesentlig grad bli drevet av om det blåser eller ikke, og om det er mørkt eller lyst. Mens det siste er forholdvis enkelt å forutsi, er vindforholdene svært varierende over døgn, uker og år. Inntil våre naboland har funnet gode løsninger for å håndtere avhengigheten av sol- og vindforhold, er det grunn til å tro at situasjonen med store daglige variasjoner i kraftprisene vil vedvare.

Strømprisutvalgets etablering og mandat må forstås inn i denne konteksten. Her ligger både bakgrunnen for at utvalget ble opprettet og utfordringene utvalget har arbeidet med. I kapitlene utover i rapporten går vi nærmere inn på hvor vi står i dag, hvordan vi tror kraftsystemene og energimarkedene vil utvikle seg i årene som kommer, hvilke konkrete behov og muligheter utvalget har identifisert, og til sist analyse av egenskapene ved ulike tiltak som potensielt kan bidra til mer effektiv ressursbruk og mer stabile og lavere strømpriser.

5 Kraftmarkedet har forskjellige aktører med ulike roller og oppgaver

I engrosmarkedet for elektrisk kraft møtes kraftprodusenter, strømleverandører og enkelte industribedrifter som kjøper så store mengder kraft at de med fordel kan være aktør selv. I sluttbrukermarkedet for strøm kan husholdninger, næringsdrivende, idrettslag, og alle andre som ikke er aktører i engrosmarkedet kjøpe strøm fra strømleverandører. Skissen nedenfor illustrerer dette, men underslår at i kraftmarkedet er det mange ulike oppgaver som utføres av en rekke forskjellige aktører og aktørtyper. I dette kapitlet gir vi en mer utfyllende oversikt over hvem som utfører hvilke oppgaver. Vi forklarer også sammenhengen mellom de ulike produktbegrepene som brukes i ulike deler av kraftmarkedet.



Figur 5-1 De viktigste aktørene i kraftmarkedet

Figur 5-1 viser tre av de viktigste aktørtypene i kraftmarkedet – kundene som kjøper strøm, strømleverandørene som de fleste av kundene kjøper fra, og kraftprodusentene som selger kraft til store kunder og til strømleverandører. Noen kunder lager riktignok strøm selv – det gjelder for eksempel enkelte husholdninger med solceller på taket, gårdsbruk med et lite vannkraftverk på egen grunn, og industribedrifter med egne kraftverk – og de har da to ulike roller i markedet samtidig.

5.1 Produsenter

Det meste av kraftproduksjonen i Norge skjer i selskaper eiet av norske kommuner eller i Statkraft SF, som eies av staten. En del kraftproduksjon eies også av industribedrifter etablert i Norge, som i sin tur har et variert eierskap med norske og utenlandske aksjonærer. Utenlandske investorer, herunder pensjonskasser, har de siste 10-15 årene investert i norsk vind- og småkraft. Produksjonsselskapenes oppgaver er å utvikle, bygge, eie, drifte, vedlikeholde, oppgradere og videreutvikle produksjonsanleggene. Det er deres ansvar at teknikken virker. Noen selskaper fokuserer mer på utvikling av nye anlegg, for eksempel innenfor sol og vindkraft, og finner etter hvert nye eiere til disse når kraftverkene settes i drift.

Produsentene bestemmer selv når og hvor mye de vil produsere, og til hvilke priser de ønsker å selge. For vannkraftanleggene betyr dette å ta stilling til når magasin vann skal brukes. Vassdragsmyndighetene (NVE og OED) fastsetter detaljerte regler for hvert enkelt vannkraftanlegg, som begrenser produsentenes handlingsrom (manøvreringsreglement; fastsetter høyeste og laveste regulerte vannstand for magasin, minimumskrav til vannføring nedenfor dam og kraftverk, etc.). De store vannkraftanleggene er også underlagt krav om såkalt konsesjonskraft – det er rettigheter for kommuner og fylkeskommuner til å kjøpe en andel av produksjonen til regulerte priser.

En viktig men komplisert oppgave for produsentene er å angi ved starten av hver time hvor mye de skal produsere den neste timen. Dette forklares nedenfor under overskriften Balanseansvar.

Innenfor rammer gitt av eiernes holdning til økonomisk risiko, er det produksjonsselskapenes ansvar å håndtere den finansielle risikoen og eventuelt prissikre produksjonen.

5.2 Kunder

Som Figur 5-1 antyder, kan produsentene selge kraften på flere måter. De fleste selger kraften i engrosmarkedet, hvor det typisk er strømlleverandører og større industribedrifter som er kjøpere, men for noen går kraften som interne leveranser til industrivirksomheter. En annen kundegruppe er strømnetselskaper, som Statnett og selskapene som driver distribusjonsnettene for strøm, som må kjøpe strøm for å dekke energitapet i strømnettet.

Som for produsentene er en viktig oppgave for kundene i engrosmarkedet å angi ved starten av hver time hvor mye de skal forbruke den neste timen. Dette forklares nedenfor under overskriften Balanseansvar.

Kundene i sluttbrukermarkedet trenger ikke tenke på balanseansvar – deres oppgave er først og fremst å velge strømlleverandør (og forholde seg til avtalen de har inngått med den valgte leverandør).

Mange forestiller seg at krafteksport foregår ved at utenlandske aktører kjøper strøm i Norge på samme måte som innenlandske kunder, og som de 'tar med seg' hjem. I virkeligheten foregår det på en annen måte, noe vi forklarer i kapittel 7.

5.3 Strømlleverandører

De fleste strømlleverandørene i Norge er tilknyttet konsern som også driver med kraftproduksjon og strømnnett, og er derfor indirekte eid av norske kommuner. Den største strømlleverandøren i Norge derimot – Fjordkraft – eies av børsnoterte Elmera Group ASA.

Enkelt sagt er strømlleverandørene et mellomledd mellom produsenter og kunder. De kjøper MWh i engrosmarkedet og selger kWh til kundene sine.³ Siden de kjøper i engrosmarkedet, er det strømlleverandørene som tar rollen som balanseansvarlig for de fleste kundene i kraftmarkedet.

Avhengig av kontrakten mellom strømlleverandør og kunde kan prisen kunden skal betale variere fra time til time, eller den kan være fast for en kortere eller lengre periode (fastprisavtaler). Noen strømlleverandører fokuserer spesielt på visse kundegrupper, som husholdninger, 'vanlige' bedrifter, kunder med elbil, etc. Ulike avtaletyper og forskjellige segmenter i sluttbrukermarkedet forklares nærmere i kapittel 8.

5.4 Strømnetselskap

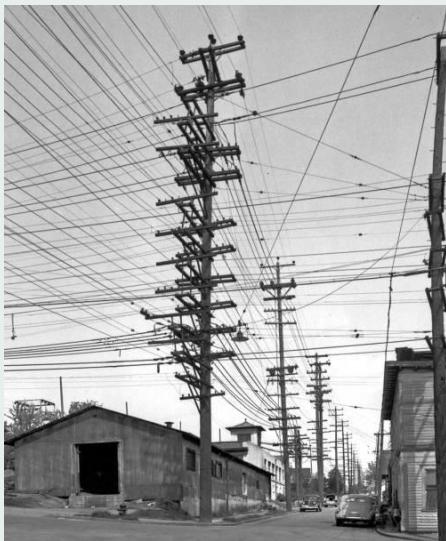
Strømnetselskapene har ansvar for transport av elektrisk energi fra produsenter til kunder. Dette innebærer å utvikle, bygge, eie, drifte, vedlikeholde, oppgradere og videreutvikle strømnettet. De har plikt til å knytte alle som ønsker det til strømnettet (gitt at kunden har lovlig adgang til sin aktivitet, enten det er produksjon av kraft eller bruk av strøm til et eller annet formål), herunder gi kunden den

³ Elektrisk energi måles vanligvis i kWh eller MWh. 1 MWh (mega-watt-time) er 1000 kWh. 1 TWh (terra-watt-time) er 1 milliard kWh. Årsforbruket i Norge er om lag 133 TWh, mens en gjennomsnittlig husholdning bruker ca 16 000 kWh.

kapasiteten kunden behøver.⁴ Strømnettselskapenes tilknytningsplikt er begrunnet med at disse selskapene har monopol til å forsyne sine geografiske områder med strøm. Derfor er også denne virksomheten strengt og detaljert regulert, både når det gjelder krav til effektiv og sikker drift, og til hvilke avgifter de kan kreve av kundene. Bakgrunnen for at strømmettet er regulert som en monopolaktivitet er at de økonomiske egenskapene til aktivitetene innen kraftproduksjon og strømmnett er svært ulike.

Strømmettet – teknologisk og organisatoriske endringer

Bildene nedenfor er fra Seattle i USA.⁵ Bildet til venstre er tatt i 1952 og viser nettene til de to konkurrerende strømselskapene Seattle City Light og Puget Power. Bildet til høyre er tatt om lag 60 år senere. I løpet av de 60 årene er både teknologi og organisering av strømmettet endret. Flere kunder kan betjenes med færre linjer. Vi har også lært at kostnadene i strømmettet er slik at kostnadene blir lavest med organisering i selskap som har monopol innenfor avgrensede områder.



Bildene viser Albion er tatt fra North 36th street, opp mot Albion Place North (Dorpat 2013).

De fleste strømnettselskapene i Norge er organisert som selvstendige foretak som utelukkende driver med strømmnett (selskapsmessig skille). Statnett SF eier og har ansvar for det vi kaller transmisjonsnett, det vil si hovedtransportårene gjennom landet, og forbindelsene mellom Norge og utlandet. Statnett er også utpekt som systemansvarlig og systemoperatør for transmisjonsnett, se nedenfor under overskriften Systemoperatør og systemansvar. I underkant av 100 andre strømnettselskap har ansvar for de mindre “veiene” for transporten av strømmen, som kalles regionalt og lokalt distribusjonsnett.

Selv om strømnettselskapene ikke selger eller kjøper strøm (utover strøm til nettap og til systemdriften), og slik sett ikke har noen direkte rolle i kraftmarkedet, representerer de det nærmeste vi kommer den fysiske møteplassen for kjøpere og selgere. Strømmettet spiller på sett og vis samme rolle som torget der grønnsakdyrkere kunne møte sine kunder og overleverte sine varer, den gang torghandel var vanlig. En kan tenke på strømmettet som et marked som er organisert i parallell til kraftmarkedet, men med helt andre vilkår (monopol, ikke konkurranse), jf. Figur 5-1. Både

⁴ Tilknytningsplikten innebærer at kunden har rett til tilknytning så snart det er praktisk mulig og driftsmessig forsvarlig (for strømmettet). Kunden må imidlertid betale hva tilknytningen rent faktisk koster og må altså vente til nettet har tilstrekkelig kapasitet til å betjenes kunden.

⁵ Bildene er gjengitt med tillatelse fra henholdsvis Seattle Public Library og Paul Dorpat Collection.

kraftprodusenter og strømkunder er kunder i strømmettet. Det strømnettselskapene selger er transporttjenester for elektrisk kraft, mens det er kundene deres som kjøper og selger kraft.

Strømnettselskapene er slik sett tilretteleggere for kraftmarkedet. Denne oppgaven ligger først og fremst hos Statnett hva gjelder den daglige driften, se nedenfor under overskriften Systemoperatør og systemansvar. Moderne kommunikasjons- og sensorteknologi åpner imidlertid nye muligheter, og vil over tid bidra til noen tilsvarende oppgaver for de andre strømnettselskapene, og da spesielt de større regionale selskapene (Bjørndalen, Løken, et al. 2020).

For den langsiktige utviklingen har alle strømnettselskap i prinsippet samme ansvar for å håndtere etterspørselen etter nettkapasitet. Med energiomstillingen som vi er midt inne i, er den store utfordringen nå om nettselskapene klarer å etablere nok overføringskapasitet i samme tempo som kunder og produsenter utvikler sine prosjekter (NOU 2022: 6).

Dette spørsmålet har to dimensjoner. Den ene er at det av gode grunner er tidkrevende å bygge nett. Den andre er knyttet til inntektssystemet for strømnettselskap.

- Tidsaspektet henger sammen med at nettanlegg som regel medfører betydelige naturinngrep og at det kan være omfattende interessekonflikter knyttet til nettanlegg. Det tar tid å løse interessekonflikter på en balansert måte. Konsesjonssystemet for nettanlegg har vært under mer eller mindre kontinuerlig evaluering og justering i hvert fall de siste 20 år, senest med Strømnettutvalgets rapport (NOU 2022: 6).
- Inntektssystemet for strømnettselskap er kort forklart i kapittel 6.9. Satt på spissen kan det hevdes at det stimulerer selskapene til å vente så lenge som overhodet mulig med å oppfylle tilknytningsplikten. En av utfordringene er at strømnettselskap som er tidlig ute og utvider nettkapasiteten før etterspørselen faktisk har økt, løper en viss risiko for at etterspørselen likevel ikke øker. Om så skjer, vil inntektssystemet ikke sikre dette selskapet full kostnadsdekning og samtidig føre til at tariffene for de eksisterende kundene øker.
 - Dette problemet gjelder særlig små og mellomstore nettselskap. Dels kan eiernes evne til å tåle redusert kapitalavkastning være begrenset, og dels kan tarifføkning for lokale kunder skape uheldig og lite attraktiv kostnadsforskjell til kunder i andre nettområder.
 - Selskap som Statnett er i mindre grad eksponert for dette. For det første har Statnett en eier som kan tåle redusert kapitalavkastning, spesielt dersom det er et resultat av en nasjonal politikk om å legge til rette for det grønne skiftet. For det andre vil en kostnadsøkning for Statnett ikke skape geografiske forskjeller i nettтарiffer – Statnett har samme tariffnivå over hele landet (unntatt for Statnetts energiledd, som uansett reflekterer lokale kostnader).
 - Distriktsenergi har fått utarbeidet en rapport som antyder to mulige løsninger på dilemmaet som særlig rammer de små og mellomstore strømnettselskapene; 1) en liten justering av systemet for å fastsette inntektene deres og 2) en ordning som bidrar til utjevning av nettтарiffene på tvers av alle nettselskap (Bjørndal og Bjørndalen 2023). For Statnetts vedkommende kunne en ha tenkt i andre baner og vurdert om selskapets formål eksplisitt burde inkludere ansvar for å legge til rette for energiomstillingen.

Se for øvrig kapittel 6.9 for en forklaring av strømnettselskapenes inntekter.

5.5 Balanseansvarlig

Mens man for mange varer enkelt kan identifisere den enkelte enhet av varen, kan vi ikke fysisk merke den enkelte kWh og følge denne fra kraftverk til kunde. Kraftsystemet kan sammenlignes med et badekar, der produsentene fyller på og forbrukerne tar ut. Da trenger vi et system for å passe på at de som produserer får betalt for den mengden de fyller på og at de som forbruker betaler for hva de tar ut. I kraftmarkedet er dette systemet bygget omkring begrepet balanseansvar.

Prinsippet er at den som er balanseansvarlig, må påse at det er samsvar (balanse) mellom det man har fortalt at man skal gjøre og det man faktisk har gjort. Dette kan illustreres med følgende eksempel:

- En produsent regner med å produsere 100 MWh i den første timen av neste døgn, og selger derfor 100 MWh i spotmarkedet den timen. Gjennom salget angir produsenten at leveransen kommer til å bli 100 MWh i den timen.
 - Når timen er ferdig, viser det seg at produksjonen som ble levert var 98 MWh.
 - I oppgjøret fra spotmarkedet vil produsenten få betalt for 100 MWh, selv om det bare leverte 98 MWh.
 - I tillegg får produsenten, i egenskap av å være balanseansvarlig, faktura for 2 MWh som var produsentens ubalanse.
 - Prisen for ubalanse er ofte ulik spotprisen. Forskjellen stimulerer produsenten til å anstrenge seg for at forskjellen mellom solgt volum og levert volum skal bli minst mulig.
- En strømleverandør regner med at kundene kommer til å forbruke 100 MWh i den første timen av neste døgn og kjøper derfor 100 MWh i spotmarkedet den timen. Gjennom kjøpet angir strømleverandøren at kundenes forbruk kommer til å bli 100 MWh i den timen.
 - Når timen er ferdig, viser det seg at forbruket ble 103 MWh.
 - I oppgjøret fra spotmarkedet vil strømleverandøren få faktura for 100 MWh, selv om forbruket var høyere.
 - I tillegg får strømleverandøren, i egenskap av å være balanseansvarlig for sine kunder, faktura for 3 MWh som var denne strømleverandørens ubalanse.
 - Prisen for ubalanse er ofte ulik spotprisen. Forskjellen stimulerer strømleverandører til å anstrenge seg for at forskjellen mellom kjøpt volum og faktisk forbruk skal bli minst mulig.
- Den samlede ubalansen for de to eksemplene over er at det mangler $2+3=5$ MWh. For at eksempelet skal være komplett må vi derfor ha minst to aktører til som kan skaffe til veie de manglende 5 MWh.
 - Den ene aktøren det er behov for, er systemoperatøren som organiserer det å skaffe til veie de manglende 5 MWh, se nedenfor.
 - Den andre aktøren vi har behov kan være en produsent som kan produsere 5 MWh mer enn planlagt for den aktuelle timen. Alternativt kan det være en forbruker som kan forbruke 5 MWh mindre enn planlagt den aktuelle timen (det kunne vært en forbruker som i utgangspunktet er selvforsynt med kraft).
 - I virkelighetens marked er det flere hundre balanseansvarlige aktører i Norge, som hver for seg har en eller annen ubalanse og som systemoperatøren koordinerer, slik at markedet hele tiden er i balanse.

Balanseansvaret er en fundamental konstruksjon i kraftmarkedet, som de aller fleste kunder aldri kommer i befatning med – med mindre konstruksjonen ikke skulle fungere som den skal. Da kan

konsekvensen i verste fall være omfattende strømbrydd, som det kan ta uforholdsmessig lang tid å utbedre.

Balanseansvaret er formelt sett en rolle og en oppgave. De fleste produsenter, strømleverandører og større forbrukere er balanseansvarlige selv. En produsent, en strømleverandør eller en forbruker kan kjøpe tjenesten fra aktører som spesialisere seg på dette. Noen selskaper spesialisere seg på å håndtere balanseansvaret på vegne av andre, for eksempel mindre kraftprodusenter eller produsenter med relativt liten egen organisasjon. Balanseansvarlige aktører må inngå en balanseavtale med Statnett.

Foruten balanseansvarlige produsenter, strømleverandører og større forbrukere, er systemet avhengig av at den systemansvarlige utfører sine oppgaver.

5.6 Systemoperatør og systemansvar

Statnett SF er systemoperatør for transmisjonsnettet i Norge. Statnett er også utpekt som systemansvarlig selskap i Norge. Dette medfører en rekke oppgaver som er nærmere spesifisert i forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FOS)⁶. Med tanke på prisdannelsen er det særlig to hovedoppgaver i henhold til FOS som er vesentlige:

1. Den systemansvarlige skal sørge for at ordningen med balanseansvar fungerer som den skal. Dette innebærer en rekke ulike oppgaver med medfølgende plikter og rettigheter, som å
 - a. sørge for at de balanseansvarlige forholder seg til systemet med balanseansvar slik de skal i henhold til FOS,
 - b. sørge for tilstrekkelige ressurser til å dekke ubalanser som oppstår (jf. de 5 MWh i eksemplet ovenfor), og
 - c. sørge for at pengestrømmene blir riktige (avregning, for Norges vedkommende løst via eSett Oy, et selskap eiet av Statnett og deres nordiske 'kolleger', Svenska kraftnät, Energinet og Fingrid).
2. Den systemansvarlige skal håndtere flaskehals i transmisjonsnettet og regionalt distribusjonsnett, og sørge for at så mye som mulig av overføringskapasiteten stilles til rådighet for markedet. Dette arbeidet kan beskrives som en prosess i flere faser:
 - a. **Planleggingsfasen** har tre hovedelementer:
 - i. Strømnettet er ikke sterkt nok til at alle produsenter og forbrukere i hele Norge skal få den samme prisen. En lik pris ville gi overbelastning i kraftnettet på grunn av regionale ubalanser mellom forbruk og produksjon. For å unngå overbelastning på nettet er Norge for tiden delt inn i fem budområder, NO1 til NO5. Budområder er dermed et verktøy for Statnett til å ta hensyn for de fysiske begrensningene som finnes i kraftsystemet. Hvordan et land definerer budområder har stor betydning for prisdannelsen også i naboland. Prosessen er nøye regulert gjennom en europeisk forordning om kapasitetsallokering og flaskehalshåndtering (CACM).⁷ Det tar år å endre budområder. Se kapittel 7 om hvordan prisdannelsen avhenger av budområder.
 - ii. For å drive planlagt vedlikehold og akutte reparasjoner kan det være nødvendig å koble ut nettanlegg og/eller kraftverk. Slike driftstanser må

⁶ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, FOR-2002-05-07-448.

⁷ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

koordineres. Planleggingen starter gjerne opp mot et år før det aktuelle driftsdøgnet.

- iii. To dager før driftsdøgnet tar Statnett sammen med sine nordiske kolleger stilling til hvor stor del av overføringskapasiteten mellom budområdene som kan stilles til rådighet for markedet. Mellom noen budområder er det kun en enkelt forbindelse, mens mellom andre budområder kan det være en rekke forbindelser. For alle slike grenseoverganger, både mellom land og mellom budområder internt i et land, har systemoperatørene i fellesskap tatt stilling til hvor mye som normalt kan overføres mellom de ulike budområdene. Den daglige oppgaven handler om å ta stilling til om det er noe som tilsier en lavere kapasitetsgrense til markedet for døgnet som starter to dager senere. I Norden gjøres dette gjennom Nordic RCC A/S i København, et selskap eiet av Statnett og deres nordiske 'kolleger', Svenska kraftnät, Energinet og Fingrid). RCC er akronym for Regional Coordination Centre. Regelverket omkring fastsettelse av overføringskapasitet er en sentral del av CACM. Deretter fortsetter planleggingen inn mot driftsdøgnet med at spotprisen fastsettes, aktørene finjusterer sine planer og sørger for at de har balanse mellom planlagt og solgt produksjon eller kjøpt forbruk.
- b. **Driftsfasen** er tidspunktet hvor produksjon og forbruk faktisk finner sted – driftsfasen er 'nå'. I driftsfasen må systemoperatørene overvåke at alt fungerer som det skal og iverksette tiltak når det oppstår feil eller det av andre grunner blir avvik mellom det som er planlagt og det som skjer. Målet er at driftssikkerheten ikke settes i fare. Mer og mer av denne aktiviteten automatiseres.
- c. **Avregningsfasen** kan beskrives som oppgjørets time. Aktørene skal få betalt eller faktura i henhold til hva som er avtalt og hva som er gjennomført.

I praksis foregår oppgavene beskrevet i 1b og 2b parallelt, og langt på vei som en integrert og enhetlig prosess. Oppgavene beskrevet i 1c og 2c er integrert i en felles avregningsprosess.

Tilknytningen mellom virksomheten til den systemansvarlige og selve kraftmarkedet er så sterk, at forløperen til dagens viktigste markedsplass i Norden (Nord Pool, se nedenfor under overskriften Markedsplasser) het Statnett Marked, og var et heleiet datterselskap av Statnett.

Nettselskapene som eier og driver regionalt og lokalt distribusjonsnett er systemoperatør for sine nett og nettanlegg, med noen unntak. I Norge har systemansvarlig (Statnett) også ansvar for flaskehalshåndtering i regionalt distribusjonsnett. Det innebærer at all driftstansplanlegging må koordineres med Statnett og at Statnett har rett og plikt til å gripe inn i driften også i regionalt distribusjonsnett ved behov.

Kapasitet i strømmettet, flytbasert markedskobling og sumrestriksjoner

Strømmettet er et masket nett. En kan tenke på alle kraftverk og forbrukere som punkter forbundet med hverandre via luftlinjer, jordkabler eller sjøkabler. Noen av punktene i nettet er transformatorstasjoner som knytter sammen nett med ulik spenning. Andre punkter er såkalte bryterfelt, som kan sammenlignes med veikryss – her møtes flere linjer og 'trafikken' fordeles på linene – veiene – inn og ut av krysset.

Et budområde er en samling slike punkter. De fleste budområder er forbundet med nabo-sonen med flere linjer i et vekselstrømmett. Norge (NO2) og Tyskland er 'bare' sammenknyttet med én likestrømkabel, men er også indirekte sammenknyttet via Jylland (DK1).

For at krafthandelen ikke skal medføre for stor kraftflyt i enkelt-komponenter og sammenbrudd i kraftsystemet, må man angi handelskapasiteter som begrenser handelen til det kraftnettet tåler. Når man sender elektrisk kraft fra budområde A til budområde B i et vekselstrømnett, vil kraften følge minste motstands vei, i henhold til Ohms og Kirchoffs fysiske lover. Den fysiske kraftflyten vil dermed spres ut på alle linjene i nettet mellom A og B for å minimere den elektriske motstanden. Hvor mye man kan tillate å handle mellom A og B kommer derfor an på hvordan produksjon og forbruk fordeles mellom alle de andre budområdene i systemet.

Tradisjonelt har systemoperatørene for transmisjonsnettet beregnet en netto overføringskapasitet (**NTC, Net Transfer Capacity**) mellom alle budområdene. Resultatet kunne være at kapasiteten mellom A og B ble angitt til 1000 MW, mellom B og C til 2000 MW, og så videre. Ulempen med denne metoden er at kapasitetsberegningen må ta høyde for kombinasjoner av fordeling av produksjon og forbruk mellom hvert budområde som til sammen ender med at overføringsevnen mellom A og B, B og C, og så videre blir svært liten. Ofte kan det være stor forskjell mellom worst case og best case, slik at krafthandelen i praksis ikke klarer å utnytte nettforbindingene spesielt godt. Dårlig utnyttelse betyr at flyten både i hver enkelt linje enkeltvis og samlet sett mellom budområder blir (vesentlig) mindre enn den kunne ha vært.

Systemoperatørene i Europa har derfor utviklet en mer avansert måte å fortelle markedet og markedsalgoritmen om kapasiteten i nettet. Dette kalles **flytbasert markedskobling (FB)**. Kraftbørsen får da tilgang til en forenklet nettmodell der alle sammenhengene mellom handel og fysisk flyt er angitt. På den måten kan man fortelle mer om hva kapasiteten for kraftflyt mellom A og B kommer an på. I markedsklareringen kan derfor en større andel av den installerte kapasiteten benyttes til krafthandel uten at den resulterende kraftflyten truer nettets fysiske tålegrense.

Flytbasert markedskobling er enda ikke gjennomført i Norden. I mellomtiden er det innført en **sumrestriksjon** mellom budområdene NO1, DK1 og SE3. Vi kan se på dette som en slags forenklet og geografisk begrenset variant av flytbasert markedskobling. Restriksjonen angir en maksimal grense for samtidig handel mellom NO1-SE3 og DK1-SE3. Dette medfører at handel mellom NO1 og SE3 kan økes dersom det handles mindre mellom DK1 og SE3 og omvendt. Det er dermed verdien av handlene, uttrykt gjennom prisforskjellene, som avgjør hvor mye handel som godtas på hver grense i markedskoblingen. Uten sumrestriksjon og i påvente av flytbasert markedskobling, ville kapasiteten for handel mellom disse budområdene vært mindre enn den er nå.

5.7 Markedsplasser

De fleste av oss tenker på kraftmarkedet som ett marked. I virkeligheten består dette markedet av flere delmarkeder, med ulike oppgaver, vilkår, regelverk, markedsmekanismer og produkter. Dermed er det også en rekke ulike markedsplasser. Nedenfor forklares samspillet og 'arbeidsdelingen' mellom ulike typer av markedsplasser.

Et viktig skille mellom ulike markedsplasser går mellom de som er regulert gjennom særskilte regler og de som er mer uorganiserte. Et annet viktig skille fremgår av Figur 5-1 – engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet er ulike, og har ulike markedsplasser.

5.7.1 Engrosmarkedet har både organiserte og uformelle markedsplasser

I engrosmarkedet er **kraftbørsene** de mest kjente markedsplassene. De legger til rette for handel i tre ulike delmarkeder med ulik tidshorisont:

- Den viktigste og mest kjente tidshorisonten er det vi kaller **spotmarkedet** (Single Day-Ahead market Coupling (SDAC) i EUs rettsakter). Det er en auksjon hver dag klokken 12:00. Her

fastsettes den såkalte spotprisen, som i praksis er en pris for hver time av det påfølgende døgnet for hvert eneste budområde innenfor nesten hele EØS-området.

- Klokkeren 15:00 åpner det vi kaller **intradagmarkedet** eller Single Intra Day market Coupling (SIDC). Her kan aktørene handle ytterligere for den enkelte time for det samme driftsdøgnet, for eksempel hvis det ser ut til at vindkraftproduksjonen for neste dag blir lavere enn forventet. I Norge stenger intradagmarkedet 60 minutter før den enkelte driftstimen starter.
- **Terminmarkedet** brukes til handel med langsiktige avtaler, for eksempel for neste måned, neste kalenderår eller enda lenger frem i tid. Terminmarkedet dekker den delen av behovet for langsiktige avtaler som kan gjennomføres via en kraftbørs, se nedenfor.



Figur 5-2 Landene som deltar i SDAC. (Kilde: ENTSO-E)

Kraftbørsenes virksomhet er regulert gjennom lov og forskrift, og stort sett med samme eller likelydende regelverk i hele EØS-området. De fleste kraftbørsene som er aktive i Europa og i Norge betjener flere delmarkeder og flere land. I Norge er dette de viktigste organiserte markedsplassene:

- **Nord Pool** driver markedsplass for spotmarkedet og intradagmarkedet i Skandinavia, Finland, Baltikum, Polen, Storbritannia og en rekke land på kontinentet. Nord Pool eies med 66 prosent av det europeiske børsselskapet Euronext og 34 prosent i fellesskap av Statnett, Svenska kraftnät og EPSO-G (statlig eid selskap i Litauen, som blant annet eier transmisjonsnettet i Litauen).
- **Nasdaq** driver blant annet markedsplass for terminmarkedet for kraft i Norden. Nasdaq er amerikansk børsnotert selskap som tilbyr finansielle tjenester hovedsakelig i USA og Europa. Selskapet eier og driver en rekke aksjebørser, blant annet i Stockholm, København, og Helsinki, foruten flere råvarebørser, blant annet for kraftmarkedet ellers i Europa, for fisk, for gassmarkedet og for det europeiske kvotemarkedet for utslipp av klimagasser.
- Før sommeren 2023 ble det kjent at **EEX** – European Energy Exchange – vil overta Nasdaqs aktivitet i terminmarkedet for kraft i Norden. EEX driver markedsplass for terminmarkedet,

spotmarkedet og intradagmarkedet over store deler av EØS-området. Gjennom datterselskapet EPEX tilbyr EEX sine medlemmer å handle i spotmarkedet og intradagmarkedet i Norge og Norden.

Et sentralt element i reguleringen av kraftbørsene, spesielt for spotmarkedet og intradagmarkedet er at det er opp til det enkelte land å avgjøre om en markeds plass skal ha monopol på aktuell virksomhet eller ikke. De fleste land i EØS-området åpner for konkurranse mellom markeds plassene. Dette gjelder også i Norge. I praksis har imidlertid det aller meste av handelen i spotmarkedet og intradagmarkedet i Norden gått via Nord Pool.

I tillegg til de organiserte markeds plassene finnes det to hovedtyper av uregulerte delmarkeder i engros markedet. Med uregulert menes at det finnes lite særskilt regulering for aktivitetene, men de er naturligvis underlagt generell lovgivning i landet der aktiviteten foregår.

- Handel med standardiserte kontrakter. Disse handles over børs eller det som kalles OTC (Over The Counter), der en megler fungerer som mellommann eller formidler. Dersom børser som Nasdaq er effektive og har god likviditet (mange kjøpere og selgere som stadig handler), vil aktørene som regel foretrekke børser. Dersom likviditeten er svak, vil aktører med behov for prissikring typisk foretrekke å be en megler bruke noe tid og finne motparter. I Norden er OTC-handel fortsatt vanlig for terminkontrakter som sikrer prisen i et bestemt budområde. OTC-handel representerer både konkurranse for og et supplement til kraftbørser som Nasdaq og EEX, og regnes som en del av termin markedet.
- Direkte handel mellom kjøper og selger. I dag omtales dette ofte som PPA (Power Purchase Agreement) eller bilaterale kontrakter. De viktigste forskjellene mellom bilaterale kontrakter og standardiserte kontrakter er at avtalevilkårene kan være skreddersydde, og at varigheten går lenger enn tidshorisonen for OTC-avtaler. Slike avtaler er et viktig supplement til termin markedet, og for partene er aktivitet i termin markedet ofte en forutsetning for at de vil inngå denne type avtaler. Selv om avtalene inngås direkte mellom kjøper og selger, benytter partene ofte tjenester fra meglere og finansielle eller juridiske rådgivere.

Til sist er den systemansvarliges plattformer for innkjøp av ulike tjenester, ofte kalt for reserver, regulerkraft eller balanse kraft, viktige markeds plasser for aktørene i engros markedet. Dette går tilbake til de 5 MWh i eksemplet ovenfor. Statnett og de andre systemoperatørene for transmisjonsnettet i Norden bruker ulike plattformer, som i praksis er auksjonsordninger for innkjøp av tjenestene de behøver for å sørge for momentan balanse i kraftsystemet, og for at flaskehals er håndteres effektivt. Som en samlebetegnelse på disse markedene brukes ofte **reservemarkeder**, balanse markeder eller realtids markeder, selv om avtalene i noen grad inngås for opptil en uke. Figur 6-1 viser en oversikt over sammenhengen mellom de ulike markedene.

5.7.2 Sluttbruker markedet har ikke markeds plasser på samme måte

Sluttbruker markedet har ikke markeds plasser på samme måte som engros markedet. Det nærmeste en kommer markeds plasser er nettbaserte tjenester for sammenligning av tilbud fra ulike leverandører. Forbrukerrådet driver portalen www.strømpris.no. I tillegg finnes det enkelte private initiativ, som for eksempel www.elskling.no og www.bytt.no. En bredere gjennomgang av sluttbruker markedets organisering finnes i kapittel 8.

5.8 Myndigheter

En oversikt over aktørene i kraft markedet må også vise de ulike myndighetsorganene som er involvert i sektoren. Myndighetenes oppgaver spenner fra å legge rammene for markedet, stille krav

til og sikre rettigheter til aktørene, lage detaljerte forskrifter der det er nødvendig, behandle klagesaker og føre tilsyn med aktørene.

- De rettslige rammer for de sentrale elementene i kraftmarkedet forvaltes av Olje- og energidepartementet, som blant annet har ansvar for konsesjoner som er nødvendige for å bygge kraftverk og nettanlegg, rammene for engrosmarkedet og for regulering av strømnetselskaperes aktiviteter.
- Vannkraften er eksponert for særskilte skatteregler som forvaltes av Finansdepartementet. Finansdepartementet har også overordnet ansvar for reguleringen av finansielle kraftbørser og den organiserte terminhandelen med kraft.
- Barne- og familiedepartementet har ansvar for forbrukersaker, og har derfor også engasjert seg i forbrukeres rettigheter mv.
- Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er underlagt Olje- og energidepartementet og har (blant annet) ansvar for å forvalte vann- og energiresursene til landet. NVE saksbehandler alle konsesjonsspørsmål for kraftproduksjon og nett, også der hvor endelig avgjørelse treffes av OED eller av Kongen i statsråd.
- Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er utpekt av OED som reguleringsmyndighet i medhold av energiloven § 2-3 og naturgassloven § 4 for å utføre oppgavene som uavhengig reguleringsmyndighet. RME er organisert som en egen enhet i NVE. RME sørger for at aktørene overholder regelverket som sikrer like konkurransevilkår i kraftmarkedet og et effektivt drevet strømnnett. RME regulerer aktivitetene og inntektene til strømnetselskapene. RME regulerer også de fysiske kraftmarkedene (spotmarkedet, intradagmarkedet og reservemarkedene).
 - RME er medlem av Council of European Energy Regulators (CEER), som er et samarbeidsorgan for RME og tilsvarende organ i andre europeiske land. CEER er imidlertid ingen myndighet.
- The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) ble etablert 1 mars 2011 som et uavhengig organ for å fremme markedsintegrasjon i Europa og fullføre det indre marked for kraft og gass.
 - ACERs Board of Regulators (BoR) har overordnet ansvar for ACERs regulatoriske beslutninger. RME er medlem av BoR, men uten stemmerett. BoR kan ikke instrueres av noen, heller ikke medlemsstatene, EU kommisjonen eller andre offentlige eller private organ.
 - ACERs Board of Appeal (BoA) behandler klager på beslutninger truffet av ACER. BoAs vedtak kan bringes inn for EU-domstolen (the Court of Justice of the European Communities).
- EFTA Surveillance Authority (ESA) overvåker i hvilken grad Island, Liechtenstein og Norge gjennomfører og forholder seg til rettsaktene fra EU, slik at disse tre landene kan delta i Europas indre marked.
- Forbrukertilsynet fører tilsyn med markedsføring og avtalevilkår, håndhever forbrukervernlovgivning og mekler i konflikter mellom forbrukere og næringsdrivende. Strøm er ett av områdene Forbrukertilsynet har ansvar for.
- Finanstilsynet fører i kraftmarkedet tilsyn med kraftbørser som tilbyr terminhandel (Nasdaq) og sentrale motparter (Nasdaq Clearing). Finanstilsynet følger også opp overholdelsen av norske regler som gjennomfører de sentrale EU-/EØS-rettsaktene European Market Infrastructure Regulation (EMIR) og Markets in Financial Instruments Directive (MiFID II) i Norge.

- Konkurransetilsynet håndhever konkurranseloven, som forbyr konkurransebegrensende samarbeid, misbruk av dominerende stilling og foretakssammenslutninger (fusjoner og oppkjøp) som begrenser konkurransen. Konkurransetilsynet har ikke noe spesielt mandat knyttet til kraftmarkedet, men behandler saker i dette markedet på lik linje med alle andre markeder, gitt at vilkårene er oppfylt. Konkurransetilsynet har også fra tid til annen vurdert konkurransen i engrosmarkedet.

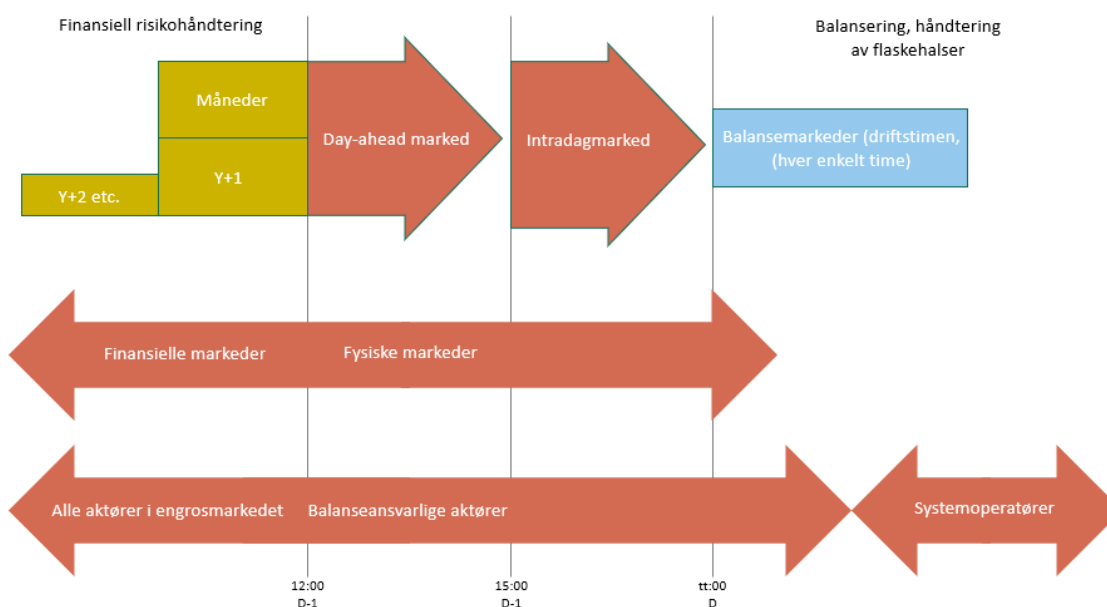
6 Ett marked med mange delmarkeder og enda flere priser

I kapittel 5 har vi kort beskrevet at vi har ulike delmarkeder (spotmarked, intradag marked, reservemarked og langsiktig marked). Alle disse er del av det vi samlet betegner som engros-markedet for kraft. Sluttbrukermarkedet forklares i kapittel 8. Videre har vi forklart at kraft som leveres inn på nettet følger de fysiske lover og flyter minste motstands vei. Det er derfor ikke mulig å skille de ulike produsenters leveranser fra hverandre. I dette kapittelet fortsetter vi med å forklare prisdannelsen i de ulike delmarkedene og mer om formålet med de ulike delmarkedene. Fremstillingen bygger på kapittel 5.

Som kjent varierer kraftpriser både i tid og rom. For å gjøre forklaringene nedenfor så enkle som mulig, vil vi vente med å diskutere den romlige dimensjonen – kraftutveksling med utlandet, eller mellom budområder i Norge – til kapittel 7. For å få et komplett bilde av hvordan kraftprisene dannes, bør man lese kapittel 5, 6 og 7 i sammenheng.

6.1 De forskjellige delmarkedene har ulike formål

Figur 6-1 gir en oversikt over de ulike tidshorisontene i engrosmarkedet. Figuren leses fra høyre og tar utgangspunkt i en konkret driftstime. Som eksempel kan vi tenke oss den niende timen, dvs. fra klokken 08:00:00 til klokken 08:59:59, torsdag 12 oktober 2023.⁸



Figur 6-1 Ulike markeder for handel på ulike tidspunkt og forskjellige formål

6.1.1 Reservemarkeder er viktige for driftssikkerhet

Gjennom driftstimen har Statnett i egenskap av systemansvarlig og systemoperatør for transmisjonsnettet behov for opp- og nedregulering, dels for å sikre at frekvensen i strømmettet holder seg på 50 Hz (dette kalles balansering), dels for å sikre at kapasitetsgrenser for komponentene i strømmettet⁹ ikke overskrides (dette kalles flaskehalsbehandling).

⁸ I det europeiske engrosmarkedet er begrepet driftstime i ferd med å bli erstattet med perioder a 15 minutter. Etter hvert vil planlegging og handel i engrosmarkedet i økende grad sikte seg inn mot det enkelte kvarter. I fremstillingen her ser vi bort fra dette – prinsippene vil fortsatt være de samme, og for de viktigste markedene – spotmarkedet og det langsiktige markedet har endringen liten praktisk betydning for prisdannelsen.

⁹ Vi sikter her til de fysiske byggeklossene i strømmettet, slik som ledninger og kabler, brytere, transformatorer og kondensatorer.

Til dette bruker Statnett reservemarkeder, der Statnett er kjøper og balanseansvarlige aktører er selgere som konkurrerer om å få levere. Oppregulering betyr økt produksjon eller redusert forbruk sammenlignet med hva som var planlagt da timen startet. Nedregulering betyr redusert produksjon eller økt forbruk sammenlignet med planen. Enkelte av avtalene som brukes i reservemarkedene er inngått dager eller uker i forveien – dette forklares nærmere i kapittel 6.6 nedenfor.

6.1.2 Spotmarkedet og intradag markedet brukes for fysisk planlegging

Forut for driftstimen har både aktørene i markedet og Statnett lagt planer for timen. Senest 45 minutter før hver driftstime, dvs. klokken 07:15:00 i eksempelet i Figur 6-1, må Statnett ha beskjed fra de balanseansvarlige om deres planer. I henhold til FOS § 8 (forskrift om systemansvaret i kraftsystemet¹⁰) skal aktørene da *sørge for planlagt balanse mellom sine forpliktelser og rettigheter, inklusive egen produksjon*. Balanseansvarlige (se kapittel 5.5) for forbruk må sørge for å ha kjøpt eller ha egen produksjon tilsvarende forventet forbruk; balanseansvarlige for produksjon må sørge for å ha solgt eller ha eget forbruk tilsvarende forventet eller ønsket produksjon. Kontraktene som inngår i denne planleggingen kan være omsatt via en markeds plass, eller det kan være bilaterale avtaler inngått direkte mellom kjøper og selger.

I praksis blir den største delen av aktørenes planlegging avklart i spotmarkedet (se kapittel 5.7.1). Innen klokken 12:00 dagen før legger balanseansvarlige aktører inn salgsbud for hva de vil selge og kjøpsbud for hva de vil kjøpe for neste døgn. Dersom noe er solgt eller kjøpt via en (langsiktig) fysisk avtale på et tidligere tidspunkt, må de(n) balanseansvarlige gi eksplisitt beskjed om hvordan disse avtalene skal utnyttes for den aktuelle timen.

Intradagmarkedet (se kapittel 5.7.1) er først og fremst et marked for at aktørene skal kunne få justert sin balanse. I tiden mellom spotmarkedets avslutning klokken 12:00 og driftstimen kan aktørene få ny informasjon, for eksempel i form av bedre prognoser for vindkraftproduksjon eller om forventet forbruk. Dersom ny informasjon tilsier at den planlagte balansen ikke lenger holder, vil aktørene det gjelder vurdere om de kan få kjøpt eller solgt den nødvendige endringen i intradag markedet.

Når Statnett mottar informasjon, dels fra aktørene med bilaterale avtaler og dels fra kraftbørsene om inngåtte avtaler i spotmarkedet og intradag markedet, må de forsikre seg om at planene lar seg gjennomføre rent fysisk. Konkret sjekker Statnett at ingen flaskehalses presses for mye og at endringene fra en time til den neste ikke setter stabiliteten i systemet i fare. Deler av disse kontrollene blir utført allerede straks etter at spotmarkedet klareres dagen før driftstimen.

6.1.3 Langsiktige markeder brukes for finansiell risikostyring

Langsiktige avtaler (se kapittel 5.7.1) har som hovedformål å bidra til finansiell planlegging og plassering av finansiell risiko hos dem som har lavest kostnad med å bære slik risiko. Den fysiske anskaffelsen eller salget av kraft kan alltid gjøres i spotmarkedet eller intradagmarkedet. Fordi prisene kan variere temmelig mye, kan det økonomiske resultatet av å handle alt i spotmarkedet bli nokså annerledes enn aktørene hadde forberedt seg på. Langsiktige avtaler kan redusere slik usikkerhet.

Hvis formålet kun var å omfordele risiko, var det ikke noe problem om informasjon om prisene i langsiktige avtaler ikke var kjent for andre enn partene i avtalen. Men dels er partene opptatt av at prissikringen ikke koster mer enn høyst nødvendig (se kapittel 6.7.1) og dels er det mange (andre) som har nytte av informasjon om hva prisene er i langsiktige avtaler. En børs kan ivareta disse behovene på to måter.

¹⁰ [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet - Lovdata](#)

Børser er markedsplasser som tiltrekker seg flere enn de som ønsker å prissikre fysiske posisjoner, som forventet kraftproduksjon eller forventet kraftforbruk. Andre som tiltrekkes er aktører som ser en forretningsmulighet i å imøtekomme disse behovene. De mest effektive børsmarkedene er kjennetegnet ved at det er mange slike spekulanter med stor aktivitet. Jo mer aktivitet, jo lettere blir det for aktørene med fysiske sikringsbehov å finne motparter til gunstigst mulig pris.

En børs kan også skape åpenhet (transparens) om priser, ved å offentliggjøre statistikk som viser hvor mye som blir omsatt og til hvilke priser. I faglitteraturen regnes såkalt price discovery som en viktig oppgave for børser. Også price discovery blir bedre, jo mer aktivitet det er på børsen. Dess bedre price discovery, dess bedre blir også mulighetene for de som ønsker kontrakter som er bedre tilpasset egne behov enn standardiserte terminkontrakter, som for eksempel PPAer eller helt ordinære fastprisavtaler. PPAer eller andre former for direkte kontrakter mellom kraftprodusenter og strømkunder blir dyrere for strømkundene uten et likvid terminmarked.

Forskjellen på en fysisk og en finansiell avtale er først og fremst av rent administrativ karakter (med unntak som forklart nedenfor).

- En finansiell avtale er utelukkende en avtale mellom kjøper, selger og eventuelt markedsplassen og clearingbanken (se kapittel 6.1.4) som benyttes av markedsplassen. Ingen andre trenger å vite om avtalen. Dersom kjøper eller selger i en finansiell avtale også ønsker en fysisk levering må dette kjøpes eller selges i spotmarkedet (eller intradag markedet).
- For en fysisk avtale derimot, må systemansvarlig (systemoperatøren som har ansvar for avregning i kraftsystemet) ha beskjed for hver driftstime fra hver part i avtalen om hvilket volum som den enkelte balanseansvarlige har kjøpt eller solgt. Om aktøren glemmer å informere om dette, vil aktøren få en ubalanse (avvik mellom produksjon eller forbruk og inngåtte avtaler) som han må betale for.

Det følger av dette at pengestrømmene er litt ulike for finansielle og fysiske avtaler. Dette er enklest å forklare med et lite eksempel: Anta at A har kjøpt 1 MWh fra B for 670 kroner/MWh for levering 12. oktober 2023 fra klokken 08:00 til klokken 09:00. Vi antar at både A og B er balanseansvarlige aktører, og fysisk beliggende i samme budområde.

- Fysisk avtale
A opplyser til Statnett at de skal motta 1 MWh, B opplyser at de skal levere 1 MWh. B leverer kraft som avtalt og sender faktura til A på 670 kroner.
- Finansiell avtale
Pengestrømmen avhenger av spotprisen, så vi har tre tenkelige utfall – at spotprisen er lavere enn, lik eller høyere enn 670 kroner/MWh.
 - Spotprisen er for eksempel 430 kroner/MWh: B sender faktura for 240 kroner til A. Beløpet fremkommer som avtalt pris 670 minus faktisk spotpris 430; $670-430=240$. Hvis A faktisk skal bruke 1 MWh, kjøper han fra spotmarkedet og må der betale 430 kroner. Sammen med de 240 kronene som er fakturert fra B blir totalkostnaden 670 kroner/MWh for denne timen. Samme regnestykke for B viser en samlet inntekt på 670 kroner for B.
 - Spotprisen er for eksempel 913 kroner/MWh: B sender kreditnota (og penger) for 243 kroner; $913-670=243$. Hvis A faktisk skal bruke 1 MWh, kjøper han fra spotmarkedet og må der betale 913 kroner. Sammen med de 243 kronene som mottas fra B blir totalkostnaden 670 kroner/MWh for denne timen. Samme regnestykke for B viser en samlet inntekt på 670 kroner for B.

- Spotprisen er akkurat 670 kroner/MWh, og det blir ingen utveksling av penger mellom A og B for denne timen.

Så lenge aktørene anmelder sine fysiske avtaler korrekt og spotmarkedet klareres som normalt, vil den eneste forskjellen på en fysisk og en finansiell avtale være mer administrativt arbeid og større fare for administrativ feil med fysiske avtaler.

Skulle derimot spotmarkedet ikke klareres på vanlig måte, vil kjøpere og selgere ikke få hele volumet de har forutsatt (se kapittel 6.4.2 om manglende klarering). De som har fysiske avtaler, vil like fullt ha rett på full leveranse i henhold til sine avtaler og blir ikke berørt av eventuell avkortning i spotmarkedet.

Finansiell handel skjer i hovedsak på børsen NASDAQ Oslo ASA. Markedsaktørene kan her prissikre kjøp og salg av fremtidig fysisk elektrisitet for opptil 10 år frem i tid. Tilgjengelige avtaler har ulik varighet; uker, måneder, kvartaler og års kontrakter, fordelt på ulike produkttyper, enten forward, futures eller opsjonskontrakter, men også EPAD.¹¹ Likviditeten i de nærmeste årene er høyere og avtar utover 10 års perioden, men priser i markedet 10 år frem er tilgjengelige. Den finansielle handelen i kraftmarkedet omfatter all handel med finansielle instrumenter for både risikostyring og spekulasjon.

EEX og NASDAQ Commodities annonserte i juni 2023 et ønske om å overføre NASDAQs europeiske virksomhet innen kraftmarkedet til EEX. Fusjonen må eventuelt godkjennes av EU-kommisjonens konkurransedirektorat. Avtalen omhandler de to eneste børsene for handel og klarering av nordiske kontrakter.

De siste ti årene har likviditeten (omsetningen) i terminmarkedet falt mer eller mindre kontinuerlig. Den negative utviklingen startet med at amerikanske aktører trakk seg ut av Europa i kjølvannet av finanskrisen i 2008. For å redusere faren for fremtidige finanskriser ble det i Europa etter hvert innført krav om at sikkerhet for clearing av børsnoterte terminkontrakter ble stilt i form av kontanter eller børsnoterte verdipapirer. Bankgarantier ble ikke lenger godtatt. Etter dette falt likviditeten. Prissjokket fra 2021 har svekket likviditeten ytterligere.

6.1.4 Clearing – finansielle avtaler har ofte en sentral motpart

Terminkontrakter som handles på en kraftbørs blir rapportert for clearing (klarering) hos et Clearing Hus, som da opptrer som en sentral motpart (Central CounterPart, CCP). En sentral motpart er et mellomledd som i en viss forstand kan oppfattes som kjøpers selger og selgers kjøper. Aktørene på kraftbørsen kan være direkte medlemmer hos CCPen (Direct Clearing Member) eller 'clear' via en Clearing Bank (General Clearing Member, GCM) som da står mellom kunden og CCPen.

Hensikten med clearing er å redusere motpartsrisiko for begge parter i avtalen. Dersom A eller B i eksemplet ovenfor går konkurs mellom tidspunkt for kontraktsinngåelse og tidspunkt for levering, er

¹¹ **Futures og forwards** er kontrakter eller avtaler om et finansielt oppgjør for en avtalt mengde elektrisitet for en bestemt tidsperiode og til en avtalt pris. For futures skjer oppgjøret av handelen både gjennom handelsperioden og gjennom leveringsperioden. Med forwardkontrakter skjer det kun oppgjør i leveringsperioden.

Opsjoner gir en rettighet, men ingen plikt til å kjøpe eller selge en futureskontrakt i fremtiden til en bestemt pris. NASDAQ Oslo ASA handler kun europeiske opsjoner, som er opsjoner som bare kan innløses på en spesifisert dato.

EPAD (Electricity Price Area Differentials) er futureskontrakter som blir brukt for prissikring av prisdifferansen mellom systemprisen i Norden og områdeprisen i det aktuelle budområdet.

det stor risiko for at en av dem vil tape penger – avhengig av hvem som går konkurs og om spotprisen ender over eller under kontraktsprisen.

CCPene håndterer motpartsrisiko ved det som kalles marginkrav. Vi kan forklare dette med en fortsettelse av eksemplet over. Først beregnes en marginbetaling på handelsdagen – det er knyttet til risikoen for at en av partene ikke kan gjøre opp for seg når kontrakten går til levering og fastsettes i praksis som en andel av kontraktssummen (x prosent av 670 NOK/MWh multiplisert med 1 MWh). Dette kalles Initial Margin.

Dersom markedsprisen på terminkontrakten endrer seg i tiden etter inngåelse, men før levering, må den parten som opplever en ugunstig endring betale inn et beløp til CCPen som tilsvarer det økonomiske, men ikke realiserede tapet. Dette kalles Variation Margin. Anta at dagen etter ender markedsprisen for en tilsvarende avtale på 673 kroner/MWh. A, som kjøper, har da tjent 3 kroner (3 kroner/MWh multiplisert med 1 MWh), mens selgeren B har tapt tilsvarende. Hvis B nå betaler inn 3 kroner til CCPen, har sistnevnte sikret seg at selve prisendringen ikke forandrer CCPens evne til å innfri sine forpliktelser overfor kjøperen – selv om endringen eventuelt medfører problemer for B. Dagen etter kan markedsprisen på tilsvarende avtale falle til 665 kroner/MWh. Da får selger tilbake sine 3 kroner, mens kjøper må betale 5 kroner.¹²

NASDAQ Clearing AB har ansvaret for selve avregningen og oppgjøret av handelskontraktene som er inngått på markedsplassen NASDAQ Oslo ASA. CCPene tilbyr også clearing av bilaterale avtaler inngått utenfor markedsplassen. NASDAQ Clearing er underlagt det svenske finanstilsynet (Finansinspektionen), da hovedsetet er i Stockholm.

6.1.5 Marginkrav blir store beløp når prisene endres mye

I det enkle eksemplet i kapittel 6.1.3 og 6.1.4 var det samlede energivolumet vi gjennomgikk 1 MWh. I praksis er volumene vesentlig større. En kraftprodusent med en normal årsproduksjon på 1 TWh kan til enhver tid ha solgt en stor andel av forventet produksjon for det nærmeste året, en mindre andel av forventet produksjon året deretter og også noe av forventet produksjon for det tredje året. Om vi legger til grunn at samlet salg i terminmarkedet er om lag lik forventet årsproduksjon, er virkningen av en beskjedne prisøkning på 3 kroner/MWh et marginkrav på 3 millioner kroner (for et sikringsvolum på 1 TWh). Om norske produsenter samlet har sikret 100 TWh i terminmarkedet, må de samlet betale 300 millioner kroner til clearingbanken dersom prisene stiger med 3 kroner/MWh. Stiger prisene med om lag 3 kroner/MWh hver dag i en uke eller to, eller prisene stiger mer fra en dag til den neste, øker marginkravene med milliarder, ikke millioner.

Marginkrav forfaller til betaling samme dag eller dagen etter prisendringene registreres. Mens en i det nordiske kraftmarkedet opprinnelig kunne bruke bankgarantier til å oppfylle marginkravene, ble reglene i Europa harmonisert i kjølvannet av finanskrisen i 2008. Etter dette har CCPene ikke anledning til å akseptere noe annet enn rene kontantinnskudd eller børsnoterte verdipapirer.

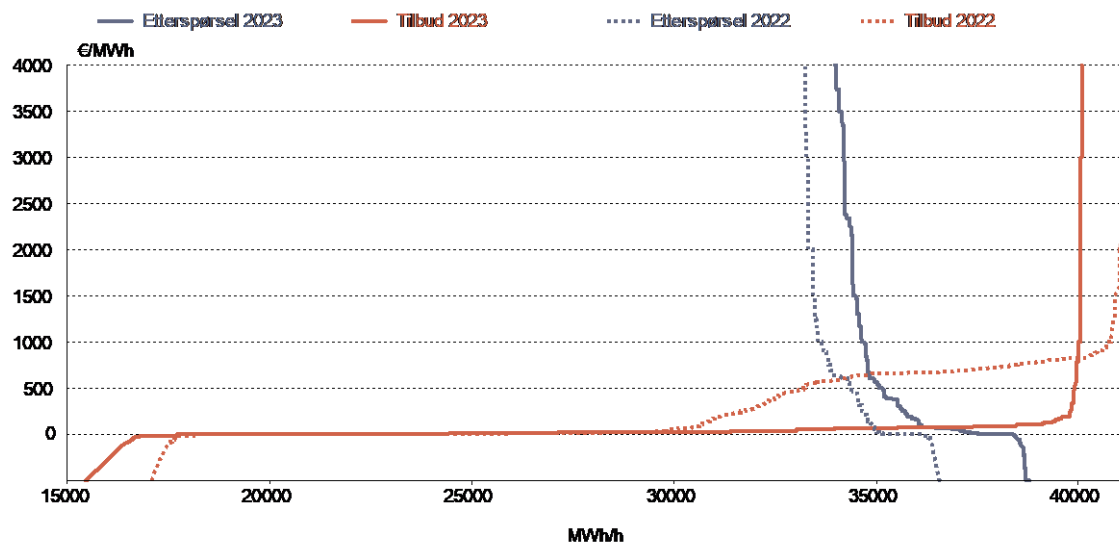
Ved store prisendringer i markedet må aktørene derfor redusere sin terminsikring og de må låne betydelige beløp av sine banker. Det kan i sin tur føre til at bankene må låne penger av sentralbankene i Europa. I verste fall kan bankenes risikoeksponering mot kraftsektoren bli større enn reguleringen av bankene åpner for. Da blant annet regjeringene i Sverige og Sveits i 2022 bestemte at deres sentralbanker skulle garantere for kraftselskapenes lån i banker i Sverige og Sveits, var det knyttet til behovet for kontanter til marginkravene.

¹² Beskrivelsen gjelder clearing av en futureskontrakt. For en forwardkontrakt er rutinen noe annerledes.

Når prisene faller, vil kjøperne bli møtt med tilsvarende marginkrav. En strømleverandør eller et annet energiselskap som selger PPA eller andre typer fastprisavtaler til sine kunder, og som bruker terminmarkedet for å håndtere risikoen slike avtaler medfører for leverandøren, må ta hensyn til slike kostnader når prisene til sluttbruker kalkuleres. Se også kapittel 6.7.2.

6.2 Budgivning i spotmarkedet tar utgangspunkt i aktørenes alternativer

Hver morgen hele året starter kraftprodusenter, strømleverandører og større sluttbrukere en prosess som avsluttes med at de før klokken er 12:00 sender sine bud for kjøp eller salg i spotmarkedet. Et bud forteller hvor mye aktøren ønsker å kjøpe eller selge i en angitt time for ulike priser. Budene kan være forskjellige fra en time til den neste. Dersom aktørene ønsker det, kan de knytte sammen bud for flere timer slik at bud for time t+1 avhenger av om bud for time t blir akseptert. Hvert bud kan illustreres som en kurve i et pris-/kvantum-diagram – kjøpsbud kan forstås som etterspørselskurver og salgsbud tilsvarer tilbudskurver. Billedlig talt beregnes spotprisen som den kombinasjonen av pris og kvantum som skaper balanse mellom aggregerte kjøps- og salgsbud, se Figur 6-2. Figuren viser hvordan både tilbud og etterspørsel er forskjellig på ulike tidspunkter.



Figur 6-2 Aggregerte budkurver for Norden (kun Nord Pool), time 9, 31. august 2022 og 2023 (Produsert av Statkraft med data fra Nord Pool)

Bak alle bud ligger en vurdering fra hver enkelt budgiver om hva alternativene til kjøp eller salg i spotmarkedet innebærer fra et økonomisk perspektiv.

- For strømleverandører som kjøper på vegne av husholdninger, kontorbygg og andre 'vanlige' næringsdrivende, er det vanlig å ta utgangspunkt i forventet utetemperatur for morgendagen, hvilken ukedag det er, og om det er spesielle begivenheter som tilsier noe uvanlig forbruk i morgen. Har leverandøren erfaring for at forbruket blir noe lavere ved svært høye priser, vil den ta hensyn til det. Dette betyr at kjøpsbudet bare i liten grad vil avhenge av prisen. Hvis strømleverandøren tror kundene til sammen vil bruke 100 MWh uansett pris, er det ikke noe alternativ å kjøpe mindre hvis prisen blir høy og mer hvis prisen blir lav. Budkurven blir da helt enkelt en loddrett strek i diagrammet i Figur 6-2.
- For større og typisk industrielle kunder kan det være at aktiviteten man eventuelt skal bruke kraft til blir ulønnsom dersom prisen kommer over en eller annen terskel. For andre kan aktiviteten bli ekstra attraktiv dersom prisen kommer under en annen terskel. Konkret kan dette bety at budet innebærer et forholdsvis stort volum ved lave priser og kanskje vesentlig lavere volum ved høye priser.

- Dersom en andel av forventet forbruk er kjøpt inn tidligere på en fysisk bilateral avtale, vil kjøpsbudet normalt fremkomme ved å trekke avtalevolumet fra det forventede forbruket. Dersom det bilaterale kjøpet er større enn planlagt forbruk, kan det være aktuelt å selge det overskytende dersom prisen blir høy nok.
- Hvorvidt noe er kjøpt inn tidligere på en finansiell terminkontrakt (langsiktig avtale) behøver ikke ha betydning for kjøpet fra spotmarkedet. Eksemplet ovenfor viser at kjøper kan (del-) finansiere et høyt forbruk selv ved høye priser med utbetalingen knyttet til den finansielle avtalen. Det er imidlertid ikke det samme som at forbruk 'på tross' av høye priser er det økonomisk mest attraktive for den aktuelle kunden – det kommer an på formålet med kraftforbruket og de økonomiske konsekvensene av å redusere forbruket.
- For kraftprodusenter som er basert på vindkraft, solenergi eller elvekraft uten reelle alternativer til å produsere basert på vinden, solen eller vannføringen i elven, er det vanlig å tilby den forventede produksjon uansett pris som er større enn (nesten) null. Det svarer til en loddrett budkurve for alle priser større enn (nesten) null.
 - I noen land er støtteordninger for vindkraft eller solenergi utformet slik at støtten er avhengig av løpende produksjon – også om kraftprisene skulle bli negative. Hvis støtten er større enn hva produsenten må betale for å levere strømmen inn på nettet, vil salgsbudet typisk reflektere dette. Nederlandske støtteordninger til private solcelleanlegg er en vesentlig årsak til at vi sommeren 2023 har hatt perioder med negative kraftpriser i deler av Norge.
- For kraftproduksjon basert på et brensel (gass, kull, olje, biobrensel, avfall, uran) eller vann i vannmagasiner, tar salgsbud normalt utgangspunkt i at brenselet eller vannet alternativt kan brukes på et senere tidspunkt. Det betyr at bruk 'nå' medfører en kostnad som svarer til hva det koster å skaffe en ny mengde samme brensel eller verdien vannet kan skape ved senere bruk.
 - Dersom kraftprodusenten må ha kvoter for utslipp av klimagasser, må kostnaden for dette, eller markedsverdien av kvotene, legges til, også selv om kvotene er mottatt gratis, dersom kvotene er omsettelige.
 - Kraftproduksjon basert på brensel skjer ofte med samtidig produksjon av varme til fjernvarmeanlegg. Avhengig av forpliktelsene til å levere varme, kan ønsket kraftsalg bli høyere enn forholdet mellom kraftpris og kostnader til brensel og utslippskvoter alene skulle tilsi.
 - For vannkraftverk med magasin kan krav til minste vannføring i vassdraget ha tilsvarende virkning, og føre til høyere produksjon enn forholdet mellom kraftpris og verdien av vannet alene tilsier.
 - Dersom produsenten allerede har solgt et volum på en fysisk bilateral avtale, vil salgsbudet normalt fremkomme ved å trekke avtalevolumet fra den planlagte produksjonen. Gjelder kontraktene et større volum enn hva produsenten ønsker å produsere selv, må han kjøpe det manglende volumet i spotmarkedet.
 - Eventuelle terminkontrakter behøver ikke ha noen betydning for planlagt produksjon og salg i spotmarkedet. Rasjonelle produsenter vil normalt se bort fra kontantstrømmen fra prissikringsavtaler.
- For all kraftproduksjon vil det også være rasjonelt å ta hensyn til produksjonsbeslutningens innflytelse på kostnader til vedlikehold og slitasje, samt kostnader ved å starte og stanse kraftanlegget. På samme måte som det er vanlig å tenke at hver km kjørt i en bil koster noe mer enn drivstofforbruket – til forsikring, service og verditap – tar de fleste kraftprodusenter tilsvarende hensyn når de planlegger morgendagens produksjon.

- Oppstart av et kraftverk basert på gass eller kull kan fort koste noen hundre tusen kroner hver gang. Dermed er det ikke opplagt at det lønner seg å stanse kraftverket for et par timer hvis prisen ser ut til å falle under brensels- og vedlikeholdskostnader for de timene.
- Oppstartskostnader for vannkraft med magasin er typisk mye lavere enn for kull- og gasskraftverk.

Legg merke til at historiske kostnader ikke er et relevant forhold for noen typer kraftproduksjon. Hvor mye det har kostet å sette opp et vindkraftverk eller kjøpe en skipslast med kull har ingen betydning for spørsmålet om det er lønnsomt å produsere kraft det neste døgnet. Det samme gjelder selvkostbegrepet¹³ for vannkraft, som ble diskutert i flere medier de siste årene:

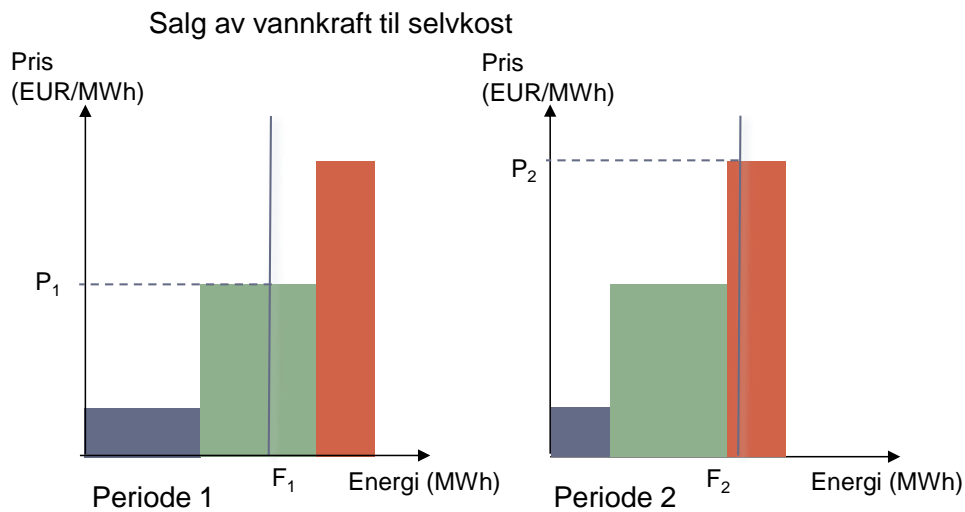
- For vindkraftverket er dette veldig enkelt – selv om selvkost for kraftverket kanskje er 300 eller 400 kroner/MWh og prisen i morgen bare skulle bli 40 kroner/MWh vil det lønne seg å produsere. Størstedelen av selvkost er allerede påløpt – investeringskostnaden blir ikke mindre av om vi ikke produserer i morgen. Det eneste man oppnår med ikke å produsere er lavere inntekter.
- Tilsvarende har det ingen betydning hva kullet på lager har kostet – kostnaden ved å lage elektrisk kraft av kull en har på lager bestemmes av hva det koster å skaffe en tilsvarende mengde kull på nytt. Om kullet ble anskaffet for 100 EUR/tonn og prisen på tidspunktet for produksjon ligger på 50 EUR/tonn, vil eieren ikke kunne bedre sin økonomi ved bare å tilby kraften til en høy pris (basert på 100 EUR/tonn).
- Heller ikke for et vannkraftanlegg har selvkostbegrepet noen betydning for løpende produksjonsbeslutninger. Med selvkost for et vannkraftanlegg forstås vanligvis de historiske utbyggingskostnadene fordelt på anleggets levetid med tillegg av løpende driftskostnader, som kostnader til regelmessig vedlikehold og ettersyn. Dersom tilgangen på vann er tilstrekkelig, kan det være lønnsomt å tilby kraften til vesentlig lavere priser enn selvkost, hvis alternativet er at vannet bare går til spille. Dersom tilgangen på vann er begrenset, vil det ikke være lønnsomt hverken for samfunnet eller eieren å tilby den begrensede produksjonen en faktisk har mulighet for til selvkost.

Det siste poenget her kan illustreres med et enkelt eksempel. I figuren nedenfor ser vi på to perioder med lik etterspørsel og likt totalt tilbud, og med ulike strategier hos vannkraftprodusentene (representert ved de blå, lave søylene). Vannkraften kan produsere til sammen 6 enheter fordelt på de to periodene. Det grønne kraftverket kan produsere 4 enheter i hver periode, mens det røde kan produsere 2 enheter i hver periode. Etterspørselen er 6.5 enheter i hver periode. For enkelhets skyld antar vi at etterspørselen er uavhengig av prisen.

Vi antar også at tilsiget er kjent på forhånd og fordelt med henholdsvis 4 og 2 enheter i periode 1 og 2. Tilsiget og magasinet er slik at vi i første periode må produsere minst 2, men høyst 4 enheter vannkraft uten at vann skal gå til spille. I periode 2 kan vi da produsere et sted mellom 2 og 4 enheter, avhengig av tilpasningen i første periode. Vi legger også til grunn at vannkraftsektoren består av mange produsenter, hvor ingen av dem hver for seg er store nok til å diktere prisutviklingen, men drøfter betydningen av dette nedenfor (og mer generelt i kapittel 7.5).

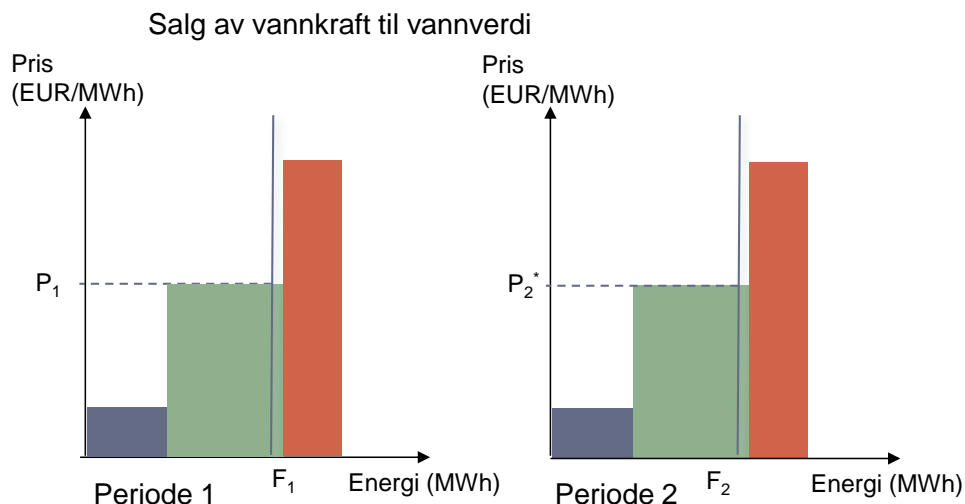
¹³ I avisinnlegg og kommentarfelt blir det flere ganger trukket frem at OED selv bruker et tall på om lag 12 øre/kWh for å beskrive selvkost for vannkraft. Tallet det vises til er prisen på konsesjonskraft som for 2023 ble fastsatt til 11.77 øre/kWh (Olje- og energidepartementet 2022).

Vi starter med å analysere tilpasningen dersom vannkraftproduksjonen selges til selvkost, se Figur 6-3. Da selges hele tilsiget i periode 1 ut, og det blir det grønne kraftverket som setter prisen. I andre periode har vi da kun 2 enheter vannkraft. Med 4 enheter fra det grønne kraftverket, må vi bruke det røde kraftverket for å dekke etterspørselen. Prisen i periode 2 blir derfor satt av det røde kraftverket.



Figur 6-3 Salg av vannkraft til selvkost

La oss nå se hva som skjer om vannkraftprodusentene endrer strategi og i stedet forsøker å beregne alternativkostnaden for å produsere i første periode. Vannkraftprodusentene vil da se at i periode 2 kan de i beste fall få den høye prisen P_2 (som over) eller alternativt den lavere prisen tilsvarende det grønne kraftverket (P_1). Å tilby kraft i første periode til lavere enn P_1 fremstår derfor som lite gjennomtenkt. I figuren nedenfor legger vi derfor til grunn at vannkraften tilbys for salg i periode 1 til prisen P_1 .



Figur 6-4 Salg av vannkraft til vannverdi

Da viser det seg at vi klarer oss helt uten det røde kraftverket, vannkraften fordeles her likt mellom periode 1 og 2 med 3 enheter i hver. Det grønne kraftverket blir prissettende og produserer 3.5 enheter i begge perioder. Prisen i periode 2 blir den samme som i periode 1.

For samfunnet er det bedre å få dekket samme etterspørsel til prisen P_1 i begge perioder er bedre enn P_1 i første periode og den høyere P_2 i andre periode. Priser er uttrykk for kostnader, og samfunnet slipper helt å betale for det røde kraftverket fordi vannet ble godt utnyttet og fordelt i tid.

For vannkraftprodusentene samlet sett hadde det like åpenbart vært bedre å selge 4 enheter til P_1 i første periode og 2 enheter i andre periode til P_2 , sammenlignet med å selge alle 6 til $P_1 = P_2^*$. Utfordringen for vannkraftprodusentene i eksempelet er at ingen av dem har markedsrett – vi har forutsatt at sektoren består av flere små aktører. For hver av dem er det beste å holde tilbake noe produksjon i første periode for å konkurrere ut det røde kraftverket.

Om vannkraftverkene ønsket å sikre seg å få P_2 i periode 2 må mange nok la være å produsere i periode 1 til at etterspørselen i periode 2 ikke kan dekkes uten det røde kraftverket. Det vil de ikke klare med mindre de avtaler seg imellom hvordan de skal gjøre det, eller om den største aktøren kontrollerer halvparten av produksjons- og magasin kapasiteten (i dette eksemplet). Det ville i så fall vært et straffbart samarbeid. Se kapittel 7.5 for en nærmere drøfting av dette.

Legg også merke til at for kraftprodusenter er et bud i spotmarkedet langt på vei det samme som en (betinget) produksjonsbeslutning. For vannkraftprodusenter med magasin er bud og beslutning om produksjon også en beslutning om hvordan en vil disponere vannmagasinene sine.

6.3 Vannkraftprodusentene må vurdere fremtidig verdi av magasin vann

For de fleste aktørtyper er det i prinsippet ikke spesielt komplisert å ta stilling til alternativene og dermed sammenhengen mellom kvantum og pris (budkurvene). Produsentene vet godt hva de må betale for gass eller utslippskvoter og industrien vet godt hvor mye de kan betale for kraften og fortsatt ha lønnsom virksomhet – selv om slik informasjon kan være vanskelig tilgjengelig for oss som observerer det hele utenfra. For vannkraftprodusenter med magasin er situasjonen mer komplisert – også for aktørene selv. For å forstå aktørenes produksjonsbeslutninger er begrepet **vannverdi** helt sentralt.

6.3.1 Vannkraftens kostnader i dag avhenger av forhold i fremtiden

Konseptuelt er vannverdien det samme som alternativverdien av vannet 'bak' turbinen. Vannverdien for et magasin er definert som marginalverdien av å få en ekstra enhet vann i et magasin i dag (Aam 2016). Vann som allerede ligger i magasinet, kan enten benyttes til kraftproduksjon 'nå' eller lagres til senere. For at det skal være lønnsomt å produsere 'nå', må prisen 'nå' minst tilsvare det vi kan forvente å få for det samme vannet på et senere tidspunkt. Men hva som er verdien av å lagre vannet for senere bruk er usikkert, og avhenger av fremtidige kraftpriser og sannsynligheten for at utsatt kraftproduksjon ikke fører til at magasinet renner over og vann går tapt senere.

I praksis er vannverdien usikker og komplisert å fastslå. Det er svært mange faktorer å ta stilling til, og mange av dem er unike for det enkelte magasin. Listen nedenfor dekker det meste av det som må vurderes:

- Hvor mye vann som ligger i eget og andres magasiner 'nå'
- Faren for overløp (flom) og at fremtidig tilsig går tapt
- Manøvreringsreglementet for vassdraget¹⁴
- Kraftprisene på senere tidspunkt, som blant annet avhenger av

¹⁴ For alle magasin har konsesjonsmyndighetene bestemt en høyeste og en laveste tillatte regulerte vannstand (HRV og LRV). I mange konsesjoner er det også regler om minste tillatte vannføring, enten hele tiden eller i perioder. Slike regler kalles manøvreringsreglement og er laget for å balansere interessene til andre brukere av vassdraget og naturverdier opp mot verdien av kraftproduksjonen.

- Tilbudet av kraft senere, som i stor grad bestemmes av
 - Prisene på fossile brenslere og utslippskvoter i fremtiden
 - Produksjon av væravhengig kraft (sol, vind, elver, ...) i fremtiden
 - Fremtidig tilsig av nytt vann til egne og til andres vannmagasin
 - Hvor mye snø som ligger i fjellet og når dette smelter til vann
 - Importmuligheter fra andre budområder (forklares nærmere i 7)
- Etterspørselen senere, som særlig avhenger av
 - Temperatur senere
 - Aktiviteten i næringslivet senere
 - Etterspørsel fra andre budområder (forklares nærmere i kapittel 7)

En viktig forskjell mellom ulike magasiner er forholdet mellom størrelse (lagringskapasitet) og hvor hurtig magasinet kan fylles (nytt vann) og tappes (kraftproduksjon). Noen magasin kan bli fulle i løpet av dager eller uker, andre kan det ta flere år å fylle hvis de er på laveste tillatte nivå (laveste regulerte vannstand, LRV).

Vannverdien er av grunner som listet ovenfor generelt ulik for alle vannmagasin. Vi har over 1000 vannmagasin i Norge. Når hver enkelt produsent lager produksjonsplan og budkurver for sine vannkraftverk blir produksjonsbeslutningen desentralisert til de som kjenner det aktuelle vassdraget og kraftverket best.

Mange av forholdene listet ovenfor er uendret fra dag til dag. Kunnskapen om aktiviteten i næringslivet i 2024 og temperaturene vinteren 2024/2025 endrer seg ikke fra 12. til 13. oktober 2023. Manøvreringsreglementet for det enkelte anlegg ligger fast i mange tiår.

To viktige tall oppdateres imidlertid ukentlig. Hver onsdag offentliggjør NVE statistikk for samlet nivå i vannmagasinene og sine anslag på snømagasin. Alle produsenter kan måle nøyaktig hvor mye de har i eget vannmagasin. Mange har også god oversikt over egne snømagasin. Den samlede oversikten er det imidlertid ingen som har før NVE oppdaterer og publiserer nye tall.

Følgelig er det vanlig blant kraftprodusenter i Norge å oppdatere vannverdier en gang per uke. Arbeidet er omfattende og ressurskrevende. Med mindre det dukker opp ny og vesentlig informasjon mellom de ukentlige publiseringene av magasindata, vil estimatene for vannverdi ligge fast i syv dager om gangen.

Det følger av dette at hvordan den enkelte produsent faktisk utnytter sine vannmagasin sier en god del om hva vedkommende tenker om fremtidige kraftpriser. Dersom en produsent hadde ønsket å motivere andre produsenter til å opptre på en bestemt måte, for eksempel å bidra til høyere priser enn vi ellers ville ha fått – noe som er ulovlig – kunne en måte å kommunisere på være gjennom å vise detaljert informasjon om faktisk produksjon og magasininnivå til andre produsenter. Dette er en av årsakene til at NVEs magasininformasjon oppdateres på et aggregert nivå og uten angivelse av situasjonen i enkeltmagasin.

I kapittel 7 kommer vi nærmere inn på vannverdiberegning i praksis og sammenhengen mellom vannverdi og (forventede) priser i andre budområder enn der vannmagasinene befinner seg.

6.3.2 Høyprisbidraget kan påvirke produksjonsbeslutninger

Høsten 2022 kom det et nytt element inn i aktørenes beregning av vannverdi. Frem til da var beregning av vannverdi og den påfølgende sammenligningen mellom produksjon nå eller senere uavhengig av skatt. Den 28. september 2022 offentliggjorde regjeringen et forslag om et høyprisbidrag, der satsen settes til 23 prosent av kraftpris som overstiger 70 øre per kWh.

21. oktober 2022 informerte Finansdepartementet i brev til Stortinget at departementet mener «*det situasjonsbestemte høyprisbidraget avvikles innen utgangen av 2024*» (Finansdepartementet 2022). I statsbudsjettet for 2024 foreslo Regjeringen å avvikle høyprisbidraget fra 1. oktober 2023.

En slik skatt har to virkninger for berørte produsenter:

- Ettersom høyprisbidraget bare slår inn når kraftprisen er høy, vil den bidra til at det blir mer lønnsomt å produsere på lavere priser. Dette påvirker aktørenes forventninger til fremtidige priser. Dermed påvirkes også vannverdi og disponering av vannmagasin.
- Skatten kan også gjøre det lønnsomt å produsere mer enn man ellers ville ha gjort når prisene er lave.

Vinteren 2023 kom RME med en veiledning om budgivning i denne forbindelse (RME 2023). Bakgrunnen for det er at det er forbudt og straffbart for aktørene i engrosmarkedet å levere bud som «*gir eller er egnet til å gi uriktige eller villedende signaler om tilbud, etterspørsel eller pris*»¹⁵.

RME kom frem til at å ta hensyn til høyprisbidraget ved vurderinger av vannverdi ikke er brudd på reglene om markedsadferd. Derimot anser RME at å tilpasse sin budgivning for å optimere inntekten kan være ulovlig (forsøk på) markedsmanipulasjon. Beregningsgrunnlaget for høyprisbidraget er oppnådd gjennomsnittspris per måned. Budgivning i spotmarkedet i den hensikt å sikre at oppnådd gjennomsnittspris kommer akkurat under innslagspunktet for skatten vil anees som markedsmanipulasjon.

6.4 Beregningen av spotprisene utføres av Euphemia

Eufemia var dronning i Norge fra 1299 til 1312 og har lite med kraftmarkedet å gjøre. Euphemia derimot, er akronym for EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm. En algoritme er en fullstendig og nøyaktig beskrivelse av fremgangsmåten for løsning av en beregningsoppgave. Algoritmen, som blant annet brukes for å beregne spotprisene i det meste av EØS området, har altså fått navnet Euphemia (NEMO Committee 2020). Algoritmen er utarbeidet over en årrekke, og bygger blant annet på algoritmen som i sin tid ble benyttet av Statnett Marked tilbake på tidlig 1990-tall.

Euphemia er en praktisk implementering av reglene i den europeiske forordningen om kapasitetstildeling og håndtering av kapasitetsbegrensninger (CACM)¹⁶. CACM spesifiserer blant annet rettighetene til aktørene som skal levere bud i spotmarkedet og plikter for kraftbørsenes og transmisjonsnettselskapene. Forordningen regulerer også hvordan budprosesser og rutiner knyttet til prisberegningen kan endres. For tiden arbeides det med å revidere blant annet reglene om endringer av algoritmen. Det skal ikke være tvil om at kraftbørsene og TSOene ikke alene kan endre algoritmen etter eget ønske.

Målet med algoritmen, og mer overordnet med beregningene, er i praksis til forveksling likt det som i 1971 var målet for Samkjøringen av kraftverkene i Norge: dekke etterspørselen til lavest mulig kostnad og med minst mulig flomtap og lignende. Forskjellene er først og fremst at kompleksiteten i beregningene har økt og at avansert matematikk og IT-ressurser har gjort det mulig å bake stadig flere restriksjoner inn i algoritmen.

Et enkelt eksempel på økningen i kompleksitet, og gevinstene av mulighetene dette gir, er knyttet hvordan en tar hensyn til overføringskapasitet mellom budområder. I 1971 skilte en mellom noen

¹⁵ Forskrift om nettregulering og energimarkedet (NEM), § 5-4 bokstav a), FOR-2019-10-24-1413.

¹⁶ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.

regioner i Norge og utlandet, som i praksis var Sverige. For å være på den sikre siden før beregningene startet, var man nokså forsiktig med hvor stor andel av den installerte effekten per forbindelse en oppga til algoritmen. Så ble priser og planlagt utveksling mellom sonene beregnet for en uke av gangen. I dag kan Euphemia integrere de mest avanserte matematiske algoritmer for kapasitetsberegning vi kjenner direkte inn i prisberegningen. Resultatet er at forbindelsene mellom land og budområder utnyttes bedre – det planlegges ikke med begrenset flyt dersom verdien av større flyt overstiger kostnader, for eksempel i form av rasjonering eller flomtap.

6.4.1 Prisberegningen er en omfattende prosess

Spotprisen bestemmes i én auksjon som fastsetter prisen for 24 timer neste døgn i til sammen 32 budområder som dekker 25 land.¹⁷ Den enkelte aktørs bud er kun kjent av aktøren selv og børsen aktøren bruker (lukket bud). Aktørene kan bare levere inn en budkurve for hver time i sitt budområde (single bid sealed auction). Resultatene er likevekter med en felles pris for alle i samme budområde (uniform price, pay-as-clear). Likevektsprisen fastsettes slik at samlet forbruk i og eksport fra et budområde er like stor som samlet produksjon og import til det samme budområdet. Prisen bestemmes slik at den samlede kostnaden med å dekke den totale etterspørselen blir lavest mulig, hensyn tatt til tilgjengelige overføringskapasitet mellom alle budområdene.

Litt forenklet kan prosessen med å beregne spotprisen beskrives på denne måten:

- Aktørene leverer bud til 'sin' kraftbørs innen klokken 12:00. Det må være samsvar mellom hvilket budområde man byr i og hvor kraftforbruket eller kraftverkene befinner seg.
- Kraftbørsene samler inn budene og sender videre til den av børsene som har ansvaret for å gjennomføre beregningen. Bud i lokal valuta konverteres til EUR/MWh.
- Den koordinerende børsen foretar beregningen, og gir beskjed tilbake til børsene om prisen i hvert budområde og hvilke mengder som skal gå mellom budområdene.
- Konkret leter algoritmen etter likevektspriser som er slik at de samlede kostnadene med å dekke den samlede etterspørselen blir lavest mulig.
- Kraftbørsene gir beskjed tilbake til aktørene om hva prisene ble og hvilke volumer den enkelte budgiver har kjøpt eller solgt for hver time neste dag.

Mellom disse stegene foretas en rekke kontroller av at alt har gått som det skal, at ingen regler er brutt, heller ikke reglene om markedsmanipulasjon, og at resultatet er gjennomførbart rent fysisk. Hvis det oppdages feil, kan en bli nødt til å gjøre beregningen på nytt eller bruke forenklete prosedyrer med mindre effektiv kraftutveksling som en mulig konsekvens.

6.4.2 Minimums- og maksimumspris er nødvendige

For at algoritmen skal kunne fungere stilles det noen minimumskrav til hvert enkelt bud. Det viktigste er at alle bud må angi ønsket kjøp eller salg for høyeste og laveste budgrense. Den laveste prisen for hvilken man må angi ønsket kjøp eller salg er -500 EUR/MWh (minus fem hundre). Den øverste grensen er 4000 EUR/MWh. Mange tror feilaktig at dette innført for at kraftprisene ikke skal kunne bli enda mer ekstreme. Årsaken er imidlertid rent regneteknisk: skal algoritmen kunne løse sitt optimeringsproblem, må alle budkurver starte og slutte på samme minimums- og maksimumspris.

Dersom likevektsprisen kommer tilstrekkelig nær minimums- eller maksimumsprisen skal det automatisk fastsettes lavere minimumspris eller høyere maksimumspris etter nærmere bestemte

¹⁷ De 25 landene er Norge og 24 EU land (alle utenom Kypros, Malta og Irland). Euphemia brukes imidlertid også for en felles prisberegning for Irland og Nord-Irland, men det skjer separat fra 'vår' prisberegning.

regler.¹⁸ Målet er at det er markedet som skal bestemme prisen, ikke tekniske forhold i eller knyttet til algoritmen.

Behovet for slike regler henger sammen med konsekvensene for aktørene hvis likevektsprisen treffer minimums- eller maksimumsprisen. Hvis dette skjer, er det fordi tilbuds- og etterspørselskurvene ikke møtes. Likevekt i markedet kan da bare oppnås hvis kjøpere får tildelt et lavere volum enn de har bedt om å få kjøpe til maksimumsprisen, eller at selgere får tildelt et lavere volum enn ønsket hvis vi treffer minimumsprisen. Dette kalles avkortning. Om dette skjer har ikke spotmarkedet lyktes med å finne en likevekt i markedet og en må da finne andre måter å dekke eller redusere etterspørselen.

6.4.3 Algoritmen støtter mange ulike budformat

CACM legger også andre føringer for budene enn maksimums- og minimumspris. Utgangspunktet er at aktørene bør stå forholdsvis fritt til å by slik at de på best mulig vis får representert sine kostnader ved å tilby ulike volumer eller formulert sin betalingsvilje for ulike volumer. Men for at regneproblemet skal være løsbart innen rimelig tid, kan ikke aktørene utforme bud helt etter eget forgodtbefinnende.

Aktørene kan likevel selv velge kombinasjoner og pris og volum nesten som de vil. Den viktigste begrensningen er at kjøpsbud ikke kan ha fallende volum for lavere priser, mens salgsbud ikke kan ha fallende volum for høyere priser. Aktørene kan også nokså fritt lage det vi kaller blokkbud. Blokkbud betyr at bud knyttes sammen på tvers av timer, for eksempel slik at enten så selger (eller kjøper) aktøren et visst volum i flere timer etter hverandre, avhengig av gjennomsnittsprisen for timene, men uavhengig av prisen i den enkelte time, eller så selger (kjøper) han ingenting. Dette er én måte å ta hensyn til at kostnadene, spesielt ved produksjon, kan være mer kompliserte enn at det koster et visst antall euro per MWh.

En vesentlig ulempe med blokkbud og andre mer avanserte budformat, er at de 'koster' regnetid. Overgang fra times-oppløsning til kvartersoppløsning i spotmarkedet (Statnett 2022) kommer til å koste vesentlig regnetid. En er derfor varsom med å åpne for flere budformat, eller åpne for bruk av budformat laget for ett eller to land i andre land.

6.4.4 Områdepriser og systempris er ikke det samme

Spotprisen i et konkret budområde kalles ofte for områdeprisen (for eksempel områdeprisen for NO1). En aktør som har kjøpt eller solgt kraft på kraftbørsen har rett til å foreta en fysisk levering til spotprisen i det aktuelle området. Norge har fem budområder, Sverige har fire og Danmark har to.

Systemprisen er et annet begrep, og gir ikke tilsvarende rett til fysisk levering. Konkret er systemprisen en indeks som beregnes på basis av budene i spotmarkedet for Norge, Sverige, Danmark og Finland.¹⁹ Til forskjell fra spotprisberegningen, ser man bort fra begrensningene i det nordiske strømmettet når systemprisen beregnes.

¹⁸ The Harmonised Maximum and Minimum Clearing Price (HMMCP) methodology for Single Day-Ahead Coupling (SDAC). Tilsvarende regelverk finnes for intradagmarkedet. Artikkel 41 i CACM stiller krav om at kraftbørsene skal foreslå dette regelverket, og få dette godkjent av reguleringsmyndighetene i hvert enkelt land, eventuelt av ACER om disse ikke blir enige.

¹⁹ <https://www.nordpoolgroup.com/4ac5b1/globalassets/download-center/day-ahead/methodology-for-calculating-nordic-system-price---november-2022.pdf>

Systemprisen brukes som referansepris for en god del av terminhandelen med kraft i Norden, se kapittel 6.7. Siden systemprisen brukes på denne måten, er den regulert av EUs Benchmark regulering²⁰.

6.4.5 Regler mot markedsmanipulasjon

Konsekvensene for samfunnet av misbruk av markedsrett eller manipulasjon av spotprisen kan bli svært store. Norge har regler mot manipulasjon av prisene i engrosmarkedet og mot misbruk av innsideinformasjon. Reglene gjelder ikke bare aktører som kjøper og selger kraft på kraftbørsene. De gjelder også nettselskap. Blant sistnevnte er det særlig Statnett som har et ansvar, ettersom selskapet sitter på mye informasjon som, om den ble offentlig kjent, er egnet til å påvirke priser i engrosmarkedet.

Reglene i den norske NEM-forskriften er på dette området identiske med tilsvarende regler i EU, se for eksempel kapittel 9.2.2. Kraftbørsene har en sentral rolle i oppfølgingen av disse reglene. De har plikt til å dele informasjon med RME og de har selvstendig ansvar for å ha og følge rutiner som er egnet til å avdekke misbruk.

I tillegg inneholder konkurranseloven generelle regler mot markedsmanipulasjon, jf. kapittel 5.8.

6.5 Intradagmarkedet reflekterer informasjon i siste liten

Mens spotmarkedet har én daglig auksjon for å fastsette priser og mengder neste døgn, er auksjonsformen en helt annen i intradagmarkedet. Der er hovedprinsippet såkalt kontinuerlig handel. Kontinuerlig handel er vanlig i en rekke markeder – for eksempel aksjer og andre finansielle verdipapirer og i råvaremarkeder, men også i boligmarkedet. Prinsippet er ganske enkelt at når kjøper og selger er enige, så gjennomfører de transaksjonen til prisen de har avtalt. Det behøves ingen børsalgoritme for dette.

En annen vesentlig forskjell er at det ikke er noen formell mekanisme (algoritme) som binder prisen i en time sammen med prisen i den neste, slik det er i spotmarkedet. Hver time handles for seg. Relativt til spotprisen kan intradagprisen øke for den ene timen og falle for en annen.

Siden intradagmarkedet rent kronologisk kommer etter spotmarkedet, og hovedsakelig brukes for å ta hensyn til informasjon som blir kjent etter budfristen i spotmarkedet klokken 12:00 dagen før driftsdøgnet, er 'startpunktet' for prisdannelsen nettopp spotprisen som ble etablert i spotmarkedet. Hvis motivasjonen for den første handelen 'bare' er en moderat justering av forventet forbruk eller produksjon, vil prisendringen fra spotmarkedet normal være moderat. Men om vindprognosene går fra full vind til null vind, er det naturlig om prisene i intradagmarkedet kommer betydelig høyere enn i spotmarkedet. Det vil generelt være størrelsen på volumendringen som er styrende for størrelsen på prisforskjellen mellom spotmarkedet og intradagmarkedet.

Kraftbørsene og systemoperatørene for transmisjonsnettet forbereder innføring av såkalte diskrete auksjoner som et tillegg til den kontinuerlige handelen i intradagmarkedet. Dette skal være et supplement til den kontinuerlige handelen. Auksjonene vil bruke samme børsalgoritme som spotmarkedet (Euphemia) så langt den passer (det kan blant annet være forskjell i hvilke budformat som er aktuelle).

Konkret vil det bli en auksjon klokken 15:00 og en ny auksjon klokken 22:00 – begge auksjonene vil være for samtlige timer (eller samtlige 96 kvarter) neste døgn. Dessuten vil det bli en tredje auksjon

²⁰ Regulation (EU) 2016/1011 of the European Parliament and of the Council of 8 June 2016 on indices used as benchmarks in financial instruments and financial contracts or to measure the performance of investment funds and amending Directives 2008/48/EC and 2014/17/EU and Regulation (EU) No 596/2014.

klokken 10:00 neste døgn for de siste 12 timene av driftsdøgnet. Hensikten med disse ekstra-auksjonene er å gjøre det lettere for aktørene å finne motparter, samt å bidra til en mer effektiv bruk av transmisjonskapasiteten enn man kan få til med kontinuerlig handel.

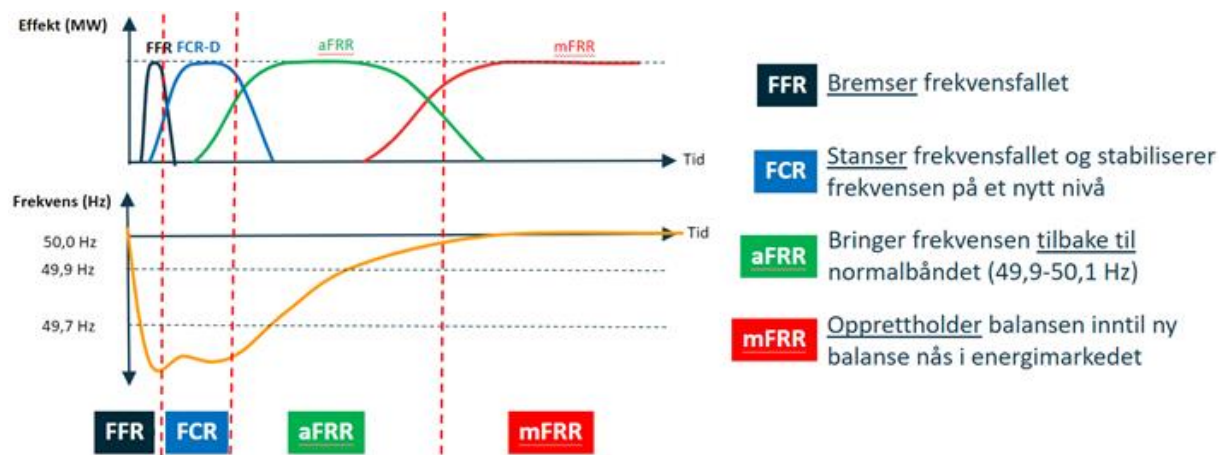
6.6 Prisene i reservemarkedene kan forstås som en funksjon av spotprisene

Reservemarkedene (se kapittel 5.5, 5.6 og 6.1.1) skiller seg fra spotmarkedet og intradagmarkedet ved at en kan beskrive produktet som handles som en endring av avtalt levering til eller fra markedet. Endringen kalles enten oppregulering (som medfører høyere produksjon eller lavere forbruk enn avtalt) eller nedregulering (som medfører lavere produksjon eller høyere forbruk enn avtalt). Kjøperen av opp- eller nedregulering er en systemansvarlig operatør for transmisjonsnett. Når Statnett kjøper oppregulering, så kjøper de energi, mens når Statnett kjøper nedregulering, så selger de energi.

Vi trenger to dimensjoner for å beskrive de ulike delmarkedene for opp- og nedregulering. Den ene dimensjonen er hvor hurtig og hvor lenge reguleringen skal leveres. De vanligste reservetyperne er FFR, FCR, aFRR og mFRR, og forklares kort nedenfor. Den andre dimensjonen er innholdet i avtalen og tidspunktet for avtaleinngåelse. Her er alternativene beredskap (kapasitet) forut for driftstime og aktivering (energi) underveis i driftstimen.

Beredskapsavtalene inngås dager (eller mer) forut for driftstimen. Beredskapsavtalene forplikter selgeren til å stå i beredskap for opp- eller nedregulering i driftstimen avtalen gjelder. En kraftprodusent som står i beredskap for oppregulering kan ikke tilby all sin kapasitet i spotmarkedet – noe vil være bundet opp i beredskapsavtalen. Står produsenten i beredskap for nedregulering, må han sørge for at det er noe produksjon å regulere ned hvis Statnett aktiverer ressursen i driftstimen. Behovet for reserver i beredskap varierer over året og mellom de ulike typene av reserver.

Årsaken til at Statnett og andre systemoperatører bruker ulike typer av reserver er først og fremst at det er ulike ressurser som egner seg til ulike oppgaver. Noen kan regulere opp eller ned lynraskt, men klarer kanskje ikke å holde 'ekstraleveransen' oppe særlig lenge, mens andre kan ha helt motsatt karakteristikk. Figuren nedenfor er fra Statnett og illustrerer godt forskjellen mellom de fire hovedtypene.



Figur 6-5 Statnetts illustrasjon av tidslinjen for et avvik i frekvensen og hvordan ulike reservetyper gjenoppretter balansen i kraftsystemet

Når Statnett må aktivere reserver kan de velge mellom både de som har beredskapsavtaler og ressurser som er tilbudt uten beredskapsavtale.

Prisene i reservemarkedene i Norge er generelt sett en funksjon av spotprisene og andre kostnader for leverandørene. Spotprisen er sentral fordi energien som omsettes i reservemarkedene alternativt kunne ha blitt omsatt i spotmarkedet. Denne sammenhengen er vesentlig svakere i land uten vannkraft, som dermed også har vesentlig høyere kostnader til reserver enn Norge har. Forklaringen er helt enkelt at om en vannkraftprodusent skal selge litt mer (mindre) energi enn planlagt på grunn av opp- (ned-)regulering, er vannverdien om lag den samme. Eventuelt kan produsenten selge litt mindre (mer) enn planlagt i spotmarkedet neste døgn.²¹

6.7 Langsiktige markeder er markeder for usikkerhet

Som forklart foran finnes det både organiserte og uorganiserte markeder for langsiktige kontrakter. Mekanismene bak prisdannelsen er i prinsippet den samme, men ulik varighet og eventuelle spesielle vilkår vil naturligvis også ha betydning for prisen(e).

Utgangspunktet er at en avtale inngått i dag om leveranse over en periode i fremtiden i realiteten må forstås som to ting. For det første er det en avtale om levering av kraft. For det andre er det en avtale som regulerer usikkerhet om fremtidig spotpris.

Det er det andre elementet her som er sentralt for å forstå prisdannelsen i de langsiktige markedene. Ettersom partene i en langsiktig engrosmarkedsavtale alltid kan handle hvilke mengder de måtte ønske i spotmarkedet, vil en avtale om levering til spotpris i avtaleperioden ikke ha noen praktisk betydning – og slike avtaler er da heller ikke vanlige i engrosmarkedet. (Derimot er dette vanlig i sluttbrukermarkeder.) Det typiske er derfor at langsiktige avtaler har en fast pris i hele avtaleperioden. I PPA-er er det riktignok ikke uvanlig at den faste prisen justeres år for år etter en avtalt formel, for eksempel knyttet til konsumprisindeks eller lignende. Hovedregelen er likevel at i langsiktige avtaler er det ikke spotprisen, men en eller annen avtalt pris som gjelder. For avtaleperioden bytter både kjøper og selger ut spotprisen de ville ha stått overfor uten den langsiktige avtalen med den avtalte prisen, jf. eksemplet foran i kapittel 6.1.3.

Markedene for langsiktige kraftavtaler må derfor forstås som markeder for usikkerhet, der tilbud og etterspørsel etter avtaler reflekterer aktørenes kostnader ved å bære prisrisiko og der avtaleprisen reflekterer risikopremie. Nedenfor forklarer vi nærmere hva risikopremie er og hvordan de langsiktige markedene i Norden er bygget opp.

6.7.1 Risikopremie er betaling for å overta risiko

Risikopremie kan forstås som markedsverdien (kostnaden) av å erstatte usikkerhet med sikkerhet. Vi kan tenke på spotprisen som en sannsynlighetsfordeling, og lager et sterkt forenklet eksempel for å vise sammenhengen mellom forventet spotpris, pris i langsiktig kontrakt og aktørenes holdning til risiko.

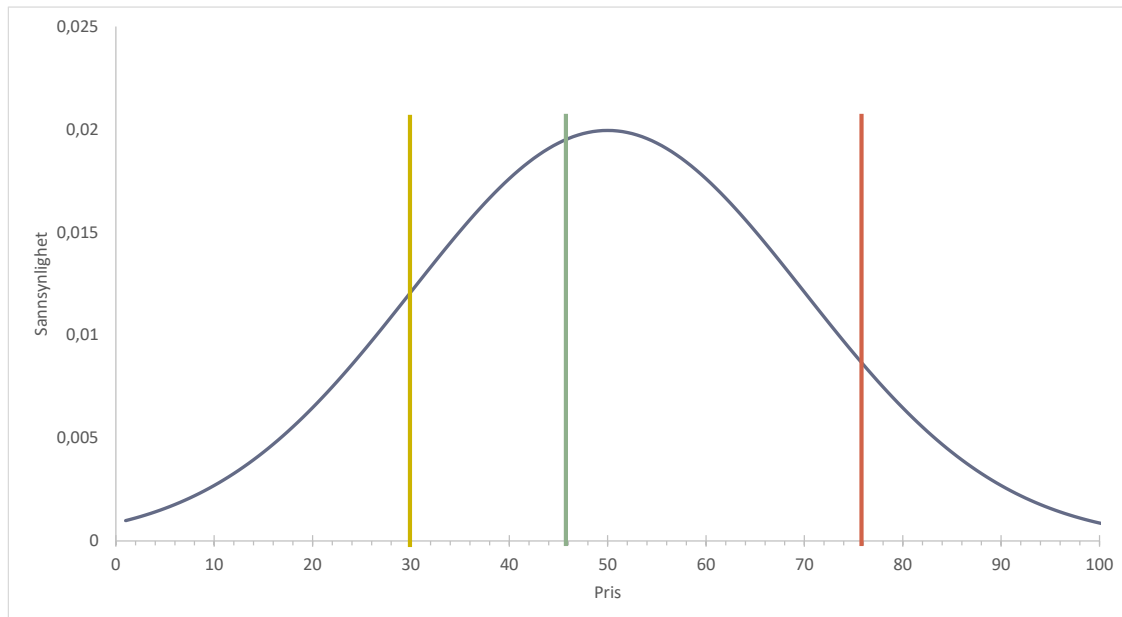
For enkelhets skyld antar vi at prisen er normalfordelt, med forventet verdi 50 og standardavvik 20.²² I diagrammet under representerer den gråblå kurven sannsynlighetsfordelingen for spotprisen. (Vi kommer tilbake til de vertikale, fargede linjene nedenfor.)

Anta som et utgangspunkt at alle markedsaktører deler de samme forventningene til prisen. Derfor er det ingen tvil i markedet om *forventet pris* (50) og *volatilitet* (standardavvik 20). For en *risikonøytral* sluttbruker spiller det ingen rolle om hun signerer en kontrakt med en fast pris på 50

²¹ For ytterligere lesestoff om reservemarkedene anbefales oversikten Statnett har på sine hjemmesider; <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/>.

²² Siden dette er et eksempel spiller det ingen rolle om dette er øre/kWh, EUR/MWh eller noe annet. I virkeligheten er heller ikke spotprisen normalfordelt, men her er poenget å forklare prinsippene.

eller bare betaler spotprisene uansett hva de viser seg å bli. Det samme vil gjelde for en risikonøytral produsent. Hvis begge sider av markedet var risikonøytrale, ville ingen av dem hatt behov for å etterspørre noen form for sikringskontrakter.



Figur 6-6 Stilisert eksempel som viser sammenhengen mellom forventet pris og terminpris

La oss nå se hva som skjer hvis minst én aktør på etterspørselssiden har risikoaversjon²³. Et enkelt eksempel er om priser over 76 (den røde linjen) er utålelig, og at prisene er mer attraktive jo mer de er under 76. Dermed vil enhver fastpris opp til 76 være mer attraktiv for denne aktøren enn en usikret posisjon. Og jo lavere fastpris, jo mer attraktiv er kontrakten for denne markedsaktøren.

Det blir imidlertid ingen avtale med mindre det er en motpart. Anta derfor at det er minst én produsent som har konkludert med at ved priser under 30 (den gule linjen), vil han lide et uakseptabelt tap. For å unngå dette er han villig til å selge til enhver fast pris over 30.

Hvis disse er de eneste risikoaverse aktørene i markedet, og dette er alt vi vet om dem, har vi ikke tilstrekkelig informasjon til å si hva kontraktsprisen ville blitt – men vi vet tilstrekkelig til å fastslå at det finnes en likevektspris i dette forenklete markedet og at den er et sted mellom 30 og 76.

La oss nå anta at de (av grunner ukjente for oss) blir enige om en fast pris på 46 (den grønne linjen). Hva forteller dette oss?

- Både kjøper og selger får en kontrakt som tilfredsstillere deres krav om sikkerhet. Dette er selvsagt åpenbart, men det er viktig å minne om at begge hadde muligheten til å ikke inngå avtalen, og begge konkluderte med at denne avtalen var bedre enn ingen kontrakt.
- Produsenten fikk 16 bedre enn sin smertegrense, og sluttbrukeren fikk 30 bedre enn grensen sin. Fra et slikt perspektiv har begge tjent på kontrakten – allerede før leveringsstart.
- Fra et annet perspektiv kan vi observere at produsenten har 'gitt bort' (betalt) en forventet inntekt på 4 (46 minus 50) mens sluttbrukeren har fått samme forventede inntekt. Disse 4

²³ Risikoaversjon betyr ganske enkelt at en aktør er villig til å gi avkall på noe for å erstatte usikkerhet med sikkerhet. En som kjøper reiseforsikring, er villig til å betale forsikringspremien i bytte mot å være sikker på en viss erstatning om det oppstår hendelser under reisen.

tilsvarer risikopremien (før hendelsen – ex ante) i dette eksemplet, og den er altså en kostnad for den ene aktøren og en inntekt for den andre.

I virkeligheten kan vi imidlertid ikke observere hva hver aktør tenker om sannsynlighetsfordelingen for fremtidig spotpris. I praksis kan vi derfor ikke observere det som tilsvarende den gråblå kurven eller den røde og den gule stolpen. Vi kan dermed ikke beregne risikopremien slik vi har gjort ovenfor.

Derimot kan vi beregne risikopremie i etterkant (ex post). Ex post risikopremie avhenger av hvor spotprisen ender i leveringsperioden. Både 40 og 60 er like sannsynlige priser i dette eksemplet, men med førstnevnte 'mottar' produsenten en ex post risikopremie på 6 (46 minus 40), mens han i sistnevnte betaler 14 (46 minus 60).

- d) Motsatt av hva som er vanlig i offentlig debatt, kan vi ikke uten videre tolke den observerte likevektsprisen (46) som markedsdeltakernes beste gjetning om fremtidige priser²⁴, med mindre vi vet at alle markedsdeltakere er risikonøytrale eller har identiske risikopreferanser. Etersom vi vet at mange markedsaktører jevnlig sikrer sine posisjoner i kraftmarkedet, bør vi anta det motsatte – at markedsaktørene har en viss grad av risikoaversjon. Risikoaversjonen varierer sannsynligvis mellom markedsdeltakere.
- e) Informasjonen som er gitt så langt forklarer ikke *hvorfor* likevektsprisen for kontrakten endte på 46, og ikke bare et hvilket som helst annet tall mellom 30 og 76. Vi kan imidlertid utlede at i dette eksemplet hadde produsenten høyere, eller sterkere, risikoaversjon enn sluttbrukeren.

Det siste punktet er et generelt resultat; markedsaktører med sterkest risikoaversjon betaler ofte de høyeste risikopremiene for en spesifikk kontrakt. Og markedsaktører med lavest risikoaversjon kan få betalt for å slippe risiko. *Derfor er ikke risikopremien nødvendigvis en kostnad* – dette avhenger av risikoaversjonen til alle markedsdeltakere.

Ulike markedsaktører er typisk opptatt av å sikre ulike tidsrammer, for eksempel slik at strømleverandører dominerer markedet for de nærmeste månedene mens produsenter dominerer markedet for lengre kontrakter. Empiriske studier tyder på at risikopremien kan forstås som en funksjon av tid til levering (Benth, Carrea og Kiesel 2008). I så fall kan både produsenter og sluttbrukere ende opp med å se sin relevante risikopremie som en kostnad. Et vesentlig forhold i det norske markedet er at grunnrentebeskatningen for vannkraft reduserer vannkraftprodusentenes behov for prissikring, alt annet likt. Det kan føre til noe høyere etterspørsel etter prissikring fra kjøpersiden i markedet enn hos selgersiden. En annen observasjon er at sannsynlighetsfordelingen for spotpriser er asymmetrisk (Povh 2009). Svært høye pristopper har vi nå erfart er mulig, men priser langt under null over lang tid og i mange budområder oppfattes fortsatt som utenkelig.

Vi kan dermed oppsummere med at observert markedspris på en langsiktig avtale er lik summen av forventet spotpris og ex ante risikopremie. Men siden vi ikke kan observere ex ante risikopremie eller den enkelte aktørs forventning til fremtidige spotpriser, er det vanskelig å vurdere om observert markedspris på langsiktige avtaler er et resultat av effektive markeder eller ikke. Hvis vi i ettertid observerer en høy ex post risikopremie, vet vi ikke uten videre om det skyldes ineffektiv eller manglende konkurranse, manglende behov for å prissikre seg hos den ene siden av markedet,

²⁴ I eksempelet er forventningsverdien 50 og terminprisen forut for levering 46. Hvis prisen i leveringsperioden viser seg å bli 68, betyr ikke det at markedet tok feil – 68 ligger innenfor sannsynlighetsfordelingen. Vi kan sammenligne med terningkast: forventningsverdien ved et terningkast er 3,5 selv om ingen regner med å få akkurat det når man kaster. Et hvert resultat fra 1 til 6 er sannsynlig.

uheldig geografisk inndeling av markedet, eller ganske enkelt at sannsynlighetsfordelingen for kraftpriser har et stort utfallsrom (Bjørndalen og Hagman 2020).

6.7.2 Prissikring i Norden er ofte basert på systemprisen

Aktørene på tilbudssiden og etterspørselssiden i kraftmarkedet bruker langsiktige avtaler for å begrense prissisiko og i noen grad volumrisiko. Mens tidshorizonten for terminkontrakter inngått via kraftbørser er forholdsvis kort (i teorien opp til 10 år, men i praksis vesentlig kortere), kan bilaterale avtaler og PPAer inngås for flere ti-år.

Det er en viktig sammenheng mellom avtaler via børs og avtaler utenom børs. For et kraftselskap som blir bedt om å gi tilbud til en langsiktig kjøper (typisk er det da tale om industri), vil muligheten til å kjøpe noe av det kunden spør om via børs redusere risikoen kraftselskapet påtar seg ved å levere tilbudet. For aktørene i kraftmarkedet er det derfor ikke snakk om enten børs eller PPA og bilaterale avtaler – de er avhengige av at begge delmarkeder fungerer hensiktsmessig.

Ettersom kraftprisen kan variere fra et budområde til et annet, er leveringssted en viktig parameter for langsiktige avtaler. I PPAer og andre direkte avtaler mellom en produsent og en kjøper, vil leveringssted være spesifisert, oftest som budområde eller på spesifisert(e) adresse(r).

Dersom det er en finansiell avtale benyttes ofte begrepet 'referansepris' som stedbetegnelse. Her er begrepet systempris viktig (jf. kapittel 6.4.4). Systemprisen benyttes som referansepris i svært mye av terminhandelen i Norden. Referansepris er den prisen den langsiktige kontrakten gjøres opp mot, jf. prisen som varierte fra 430 til 913 kroner/MWh i eksemplet i kapittel 6.1.3.

En aktør i et spesifikt budområde som ønsker å prissikre et volum i 'sitt' budområde vil da vurdere to kontrakter – først en kontrakt som gjelder systemprisen og dernest en avtale som gjelder differansen mellom systemprisen og prisen i det budområdet aktøren ønsker. Den siste avtaletypen her kalles for EPAD – Electricity Price Area Difference. Det kan potensielt være en EPAD for hvert budområde, mens det da er en systempriskontrakt som kan være relevant for alle budområdene. Avhengig av omstendighetene kan det være at en aktør i et konkret budområde synes det er tilstrekkelig å prissikre systemprisen og ta sjansen på at forskjellen mellom systemprisen og prisen i budområdet ikke varierer mer enn aktøren kan akseptere.

Fordelen med denne todelingen er at det potensielt er flere aktører som ønsker prissikring opp mot systemprisen enn til det enkelte budområde. Det øker sjansen for at markedet for terminkontrakter med systemprisen som referansepris er effektivt og likvid. Det vil per definisjon være færre aktører som har interesse for en hvilken som helst EPAD enn det er for kontrakter med systemprisen. Faren er derfor stor for at markedet for den enkelte EPAD-kontrakt er lite effektivt og har dårlig likviditet. Todelingen har god støtte i finansiell litteratur, som peker på at fullstendig eliminering av all risiko ikke er optimalt for aktørene (Ederington 1979, Williams 1986).

Effektivt betyr i denne sammenheng at risikopremien blir lavere enn den ellers ville vært. Effektivitet er viktig for at prissikringen ikke skal bli for kostbar.

God likviditet betyr at det er forholdsvis raskt å få gjennomført handelen når aktøren måtte ønske det – man finner forholdsvis raskt en motpart og kan inngå avtalen til en forholdsvis kjent pris. Skulle aktøren ønske å endre prissikringen etter at den er inngått, for eksempel fordi ønsket volum har endret seg, er det en fordel om kontrakten som først ble benyttet er likvid.

Dersom spotprisen i et konkret budområde har høy korrelasjon med systemprisen, kan det være bortkastet å bruke EPAD. Prissikring mot systemprisen kan da gi tilstrekkelig risikoavlastning for

aktørene. Motsatt, om spotprisen i et budområde har svak eller svært varierende korrelasjon med systemprisen, kan en sikringsstrategi uten bruk av EPAD være lite effektivt.

Som en kuriositet kan det nevnes at systemet med systempriskontrakter og EPAD ble utviklet av de nordiske aktørene selv på slutten av 1990-tallet. Myndighetene hadde den gang ingen oppmerksomhet rettet mot dette.

6.8 Opprinnelsesgarantier og elsertifikater

I tillegg til kraftprisen er prisene på opprinnelsesgarantier og elsertifikater relevante både for kraftprodusenter og sluttbrukere av strøm.

6.8.1 Opprinnelsesgarantier er en frivillig ordning

Opprinnelsesgarantier er regulert gjennom EUs fornybardirektiv²⁵, som sier at alle kraftprodusenter som produserer fornybar elektrisitet har rett til å få utstedt en opprinnelsesgaranti per MWh produsert kraft. Fornybardirektivet sier også at dersom en elektrisitetsprodusent skal dokumentere overfor en forbruker at kraften som selges er fornybar, må dette gjøres ved bruk av en opprinnelsesgaranti.²⁶

Salg av opprinnelsesgarantier gir fornybarprodusenter inntekter per MWh produsert kraft. Inntekter fra garantiene påvirke lønnsomheten i prosjekter positivt og vil dermed kunne påvirke investeringsbeslutninger. I noen europeiske land må produsenter velge mellom å motta statlige subsidier, for eksempel i form av feed-in tariff eller el-sertifikater, og retten til å selge opprinnelsesgarantier. Garantiers virkning på lønnsomheten avhenger da av om markedsværdien er høyere enn den offentlige støtten.

Kraftprodusentene kan fritt selge sine opprinnelsesgarantier. EU-regelverket har ikke føringer rundt handel eller bruk av opprinnelsesgarantier. Praxis er at opprinnelsesgarantier handles både innad i land og over landegrensene. Bruk av opprinnelsesgarantier hos forbrukerne av strøm til deres egen klimarapportering er i all vesentlighet frivillig, og hvorvidt opprinnelsesgarantier eller andre metoder benyttes varierer blant bedrifter på forbrukssiden.

Handelen med opprinnelsesgarantier har likhetstrekk med elsertifikater. Selv om det kan være et såkalt tidsstempel på en opprinnelsesgaranti, foregår handelen typisk slik at selger garanterer at kjøper innen en viss dato får overført en avtalt mengde sertifikater, og at disse er knyttet til et bestemt år. Som oftest spiller det ingen rolle for kjøperen om garantibeviset gjelder kraft produsert for eksempel om sommeren eller vinteren – det viktige er at det er produsert i avtalt kalenderår. Transaksjonen mellom kjøper og selger påvirkes ikke av at garantibevise først utstedes når produksjonen finner sted.

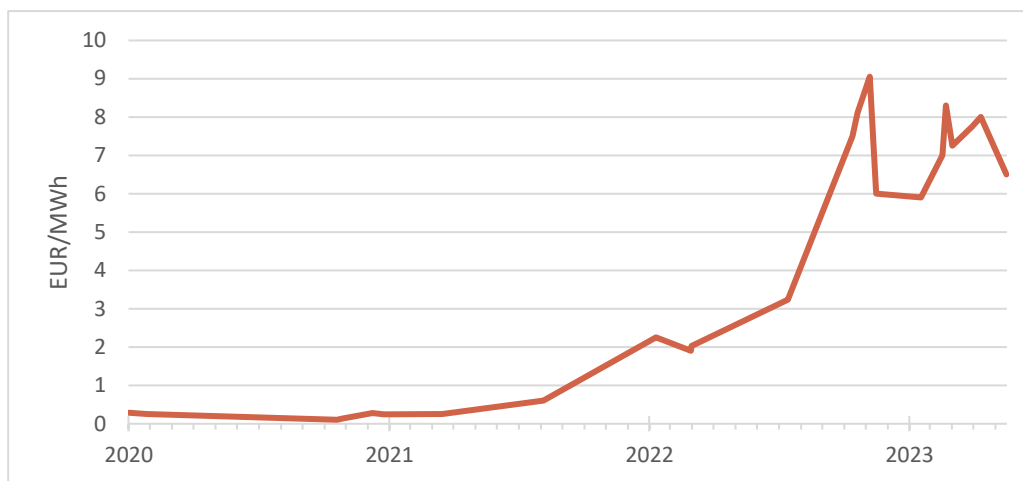
Norge er nettoeksportør av opprinnelsesgarantier. For norske vannkraftprodusenter har dette historisk gitt en attraktiv, men inntil for få år siden forholdsvis moderat inntekt. Parallelt med prisoppgangen på kraft over hele Europa siden 2021 har imidlertid også prisene på opprinnelsesgarantier steget kraftig, jf. Figur 6-7. Årsakene til denne prisoppgangen er trolig ikke helt sammenfallende med årsakene til prisutviklingen på kraft. Tilbudet av opprinnelsesgarantier for eksempelvis nordisk vannkraft eller vindkraft i Tyskland påvirkes ikke av tilgangen og prisen på naturgass. Derimot

²⁵ Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources.

²⁶ For å hindre dobbelt-telling, ved at de 'grønne' egenskapene ved kraft produsert fra et bestemt kraftverk selges flere ganger, blir det for hver MWh produsert ved 'godkjente' kraftverk utstedt et omsettelig bevis for opprinnelsen. En strømkunde som vil dokumentere forbruk av fornybar energi må kjøpe opprinnelsesgarantier og sørge for at de blir slettet.

antar mange at lavere vannkraftproduksjon enn forventet er en av årsakene til de høye prisene i 2022 og 2023. Stigende etterspørsel etter fornybar energi trekkes også frem som en sannsynlig årsak.

Siden opprinnelsesgarantier utstedes i henhold til produksjon, kan markedsverdien påvirke produksjonsbeslutninger og gjennom det også kraftprisene. Det er uregulerbar produksjon som i størst grad kan påvirkes. Jo høyere verdien er for opprinnelsesgarantiene, jo lavere kan spotprisen bli før det eventuelt lønner seg å stanse kraftproduksjonen. Selv om spotprisen er negativ, kan det likevel lønne seg å produsere fra vindkraftverk hvis opprinnelsesgarantien har høy nok verdi. For vannkraft med plass i magasinene er imidlertid situasjonen annerledes. Vannet kan eventuelt lagres for senere kraftproduksjon. Produksjonsbeslutningen avhenger da av vannverdien, som reflekterer forventet verdi av å utsette produksjonen, og av hvordan man tror prisen som kan oppnås for opprinnelsesgarantier blir på aktuelle tidspunkt for senere produksjon. Prisen på opprinnelsesgarantier varierer imidlertid ikke like mye som spotprisene, og vil sannsynligvis være om lag den samme nå som på senere tidspunkt. Derfor vil det i all hovedsak fortsatt være spotprisene og vannverdien som bestemmer produksjonstidspunktet for regulerbar kraft.



Figur 6-7 Prisutvikling for opprinnelsesgaranti for nordisk vannkraft (Kilde: Green Power Hub, Montel)

6.8.2 Elsertifikater

Norge og Sverige etablerte i 2012 et felles marked for elsertifikater. Ordningen går ut på at for kraftverk som ble satt i drift før 31. desember 2021 mottar eieren et sertifikat for hver MWh de produserer (i inntil 15 år). Sluttforbrukere som ble omfattet av ordningen i Norge (stort sett alle utenom kraftintensiv industri) har fått en plikt til å betale for elsertifikater tilsvarende en viss andel av deres forbruk (kvote).

Målet med den felles ordningen var å øke produksjonen av fornybar kraft med 28,4 TWh i Norge og Sverige til sammen. Av dette skal norske forbrukere betale for 13,2 TWh, mens svenske forbrukere skal betale for 15,2 TWh. Svenske forbrukere må i tillegg betale for ytterligere 18 TWh, slik at elsertifikatene til sammen skal bidra til 46,4 TWh ny kraftproduksjon.

Det unike med ordningen er at prisen for elsertifikater blir bestemt av tilbud og etterspørsel. Etterspørselen bestemmes i praksis av myndighetene gjennom størrelsen på kvoten forbrukerne skal betale for. Tilbudet blir bestemt av faktisk produksjon i kraftanleggene som er omfattet av ordningen.

Ettersom *forventet* årlig kraftproduksjon fra kraftverkene som er med er større enn samlet kjøpsforpliktelse (46,4 TWh årlig), har markedsprisen for elsertifikatene ligget under en krone per MWh (tilsvarende mindre enn 1 øre/kWh). I startfasen lå imidlertid prisen mellom 15 og 20 øre/kWh.

6.9 Nettariffer og tillatt inntekt for nettselskapene

Strømprisutvalgets mandat omfatter ikke nettariffer. For helhetens skyld tar vi likevel med en kort oversikt over hvordan nettariffer fastsettes. Med tanke på utvalgets mandat er det primært andre aspekter av nettselskapenes ansvarsområder som er vesentlig, som å legge til rette for og tilknytte nye kunder og ny produksjon.

Helt siden 1991 fastsettes prisen på strømmen – den elektriske energien – adskilt fra prisen for å transportere energi til kunde og fra kraftverk. Mens strømprisen er en markedspris bestemt av tilbud og etterspørsel, der selgers inntekt er usikker, fastsettes nettariffer slik at samlet inntekt for nettselskapet ikke skal bli større enn den tillatte inntekten.

Tariffenes 'oppgave' er å fordele betalingen for tjenestene nettselskapet leverer mellom nettkundene på en slik måte at kundene bidrar til effektiv drift og ikke minst utvikling av strømmettet.

I Norge er det nettselskapene selv som bestemmer nettariiffene innenfor rammer fastsatt i forskrift fra OED²⁷, mens det er RME som bestemmer tillatt inntekt.

Prinsippet for tillatt inntekt er at nettselskapene samlet sett skal få dekket sine faktiske kostnader, inkludert en rimelig avkastning på egenkapitalen som eierne har stilt til rådighet for selskapene. De samlede inntektene fordeles mellom nettselskapene slik at de som har lavest kostnader over tid i forhold til omfanget av og kompleksiteten i sine oppgaver får en noe høyere avkastning enn de som er mindre effektive. Dette medfører at det lønner seg for selskapene og deres eiere å holde kostnadene for strømmettet nede og samtidig vedlikeholde nettet slik at avbrudd som følge av feil eller dårlig vær blir færrest og kortest mulig.

Selv om en betydelig del av kostnadene for nettvirksomheten er kapitalkostnader som ikke endrer seg spesielt mye fra år til år, med mindre rentene endrer seg, er blant annet kostnader til energitapet i nettet en ikke ubetydelig kostnad. Dette betyr at da kraftprisene steg voldsomt fra 2021, så steg også kostnadene som selskapene skal få dekket. Dermed steg også den tillatte inntekten til det enkelte nettselskap.

For utforming og beregning av tariffene som nettkundene skal betale er det fastsatt noen få hovedprinsipper nettselskapene skal følge:

- Både kraftprodusenter og sluttbrukere må betale for både tilknytning og bruk av strømmettet.
 - Bruk av nettet skjer når produsenten produserer (innmating) og forbrukeren bruker strøm (uttak). Både produsenter og forbrukere blir derfor stilt overfor såkalte bruksavhengige tariffledd.
 - For tilknytning må man betale både for å etablere tilknytningen, for eksempel gjennom såkalt anleggsbidrag der en dekker (en andel av) kostnadene for bygge seg frem til eksisterende nett, og for å være tilknyttet (fast årlig avgift, uavhengig av faktisk forbruk eller produksjon).
- Siden tillatt inntekt er gitt for det enkelte nettselskap, fører en eventuell gunstig tariff for en kundegruppe til økte kostnader for en annen kundegruppe. Det er derfor fastsatt prinsipper for hvordan betalingen skal fordeles mellom ulike kundegrupper – for eksempel mellom produsenter og de som bruker strøm, og mellom kunder som henter strøm direkte fra transmisjonsnettet og for eksempel husholdninger som tar ut fra lavere nettnivå.

²⁷ Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffene; FOR-1999-03-11-302.

- Produsentenes betaling er også regulert av en forordning fra EU kommisjonen.²⁸ Denne fastsetter øvre og nedre grense for kraftprodusenters årlige betalinger for nett. I Norge, Sverige og Finland skal gjennomsnittlig betaling for innmating ligge mellom null og 1,2 EUR/MWh. I Danmark og store deler av kontinentet er grensene null og 0.5 EUR/MWh. I mange land betaler produsentene ikke tariffen i det hele tatt, men iblant annet Norge og Sverige ligger produsentenes betaling opp mot maksimumsgrensen.
- Uttakstariffene (betalingen fra de som bruker strøm) kan differensieres ut fra nettmessige forhold. Nettmessige forhold betyr typisk hvilket spenningsnivå man tar ut kraft på – det er stor forskjell på en stor fabrikk og en vanlig husholdning. Hva man bruker strømmen til er imidlertid ikke et nettmessig forhold – om fabrikkproduserer aluminium eller datatjenester er likegyldig.
- For alle uttakskunder er hovedstrukturen den samme:
 - En årlig fast betaling, fullstendig uavhengig av hvor mye man bruker det aktuelle året. Forenklet sier man gjerne at dette bør reflektere de årlige kostnadene med måling, avregning og fakturering.
 - En årlig fast betaling som skiller mellom små og store kunder på samme nettnivå, for eksempel mellom en stor og en liten fabrikk, eller en stor og en liten husholdning. Dette kalles ofte for effektledd. Prinsippene for å fastsette denne varierer mellom kundegrupper. Dette tariffleddet slås ofte sammen med punktet ovenfor, slik at det er ett såkalt fastledd for store kunder og et annet for små (og eventuelt med en finere differensiering mellom de største og de minste).
 - En bruksavhengig betaling, som i praksis blir en betaling per kWh forbruk.
- For husholdninger og andre relativt små nettkunder er reglene for fordeling mellom bruksavhengig og andre tariffledd annerledes og mer sjablonmessig enn de er for kunder som bruker mer enn 100 000 kWh årlig.
 - For de minste kundene skal de bruksavhengige ledd *minst* utgjøre halvparten av kundenes samlede betaling til nettselskapet, mens for større kunder skal bruksavhengige ledd *maksimalt* tilsvare marginalkostnaden ved uttak.
 - Fastledd og effektledd skal dermed være *maksimalt* halvparten av betalingen for de små kundene og en vesentlig større andel for de andre kundene.
- Viser det seg ved årets slutt at de samlede inntekter ble høyere enn inntektsrammen tilsier, må tariffene for året etter reduseres tilsvarende.

Nettariffer er i praksis et komplisert prissettingsproblem fordi kostnadsfunksjonen for netttjenester er komplisert og nett er et såkalt naturlig monopol. Prissetting i henhold til tradisjonell teori for optimale priser vil dermed ikke gi tilstrekkelige inntekter til nettselskapene. Som et kompromiss bruker en derfor flere tariffledd som forklart ovenfor.

²⁸ Commission Regulation (EU) No 838/2010 of 23 September 2010 on laying down guidelines relating to the inter-transmission system operator compensation mechanism and a common regulatory approach to transmission charging.

7 Kraftutveksling, markedsdynamikk og forsyningsikkerhet

Kraftpriser kan som kjent variere i tid og rom. I kapittel 6 har vi fokusert på den tidsmessige dimensjonen og forklart at prisen på en og samme kWh avhenger av hvor langt forut for driftstimen den ble omsatt. I dette kapittelet skal vi forklare den romlige dimensjonen. Denne er særlig viktig for å forstå produksjonsbeslutninger for vannkraft, og med det prisdannelsen i det norske kraftmarkedet. Med det får vi også tilstrekkelige begreper til å drøfte forsyningsikkerhet og det vi gjerne kaller markedsdynamikk – hvordan markedet henger sammen geografisk og over tid.

Foruten forklaringene i dette kapittelet, drøftes budområder og virkninger på prisene i kapitlene 12 og 15.

7.1 Knapphet på nettkapasitet bidrar til ulik verdi på forskjellige steder

Kraftnettet består av en mengde kraftlinjer «på kryss og tvers», koblet sammen i punkter (noder) med transformatorstasjoner eller såkalte bryterfelt. Regionalt og lokalt distribusjonsnett er tilkoblet overliggende nett i en eller flere noder. Både den enkelte node og linjene som forbinder dem er laget for en viss belastning (kraftoverføring). Mellom noen noder, eller grupper av noder, kan aktuell overføring være slik at det i praksis alltid er tilstrekkelig kapasitet, mens det mellom andre grupper av noder ofte er behov for (etterspørsel etter) overføring som er større enn kapasiteten. Dette er utgangspunktet for å definere det vi kaller budområder.

Et budområde er den minste geografiske regionen som er slik at systemoperatøren for transmisjonsnettet kan garantere at aktørene kan inngå kjøp- og salgs-avtaler som de selv vil (forut for driftstimen). Det fører til at spotprisen i alle noder i samme budområde er den samme på ethvert tidspunkt. Budområder kalles derfor noen ganger prisområder.

Det følger av dette at noder som ikke ligger i samme budområde ikke nødvendigvis får samme spotpris. Noen områder har vesentlig større produksjon enn forbruk, mens i andre områder er det motsatt. Vi kan også ha store lokale variasjoner i tilsig til vannkraftverkene. Kraftsituasjonen i de ulike budområdene kan derfor være ganske ulike. Dette gir oppgav til ulike områdepriser. De kan likevel ha samme pris dersom den implisitte etterspørselen²⁹ etter overføring tilfeldigvis er mindre eller lik tilgjengelig overføringskapasitet.

Budområder er viktige for å håndtere begrensningene i strømmettet, og grensene er satt der det er langvarig begrenset kapasitet. Slike begrensninger omtales som strukturelle flaskehals. Norge er for tiden delt inn i fem budområder, NO1 til NO5.

Prisforskjellene mellom budområder gir såkalte flaskehalsinntekter. Disse samles inn av systemoperatørene. I Norge inngår disse til å dekke den tillatte inntekten RME har fastsatt for Statnett.

Om vi ikke hadde operert med ulike budområder, ville markedresultatene (spotmarkedet, intradag markedet og fremtidsmarkedene) ikke tatt høyde for at mulighetene for å overføre kraft fra ett område til et annet er begrenset. I så fall måtte Statnett og de andre systemoperatørene av transmisjonsnett betalt aktørene som har inngått avtaler som ikke kan gjennomføres rent fysisk for å

²⁹ Etterspørselen etter overføring kalles implisitt, fordi den oppstår som følge av aktørenes samlede kjøps- og salgsbud i hvert enkelt budområde. Hvis ett område har netto kjøpsbud på 10 og et annet område har netto salgsbud på 10, etterspør aktørene *implisitt* mulighet for å overføre 10 enheter fra det ene til det andre området.

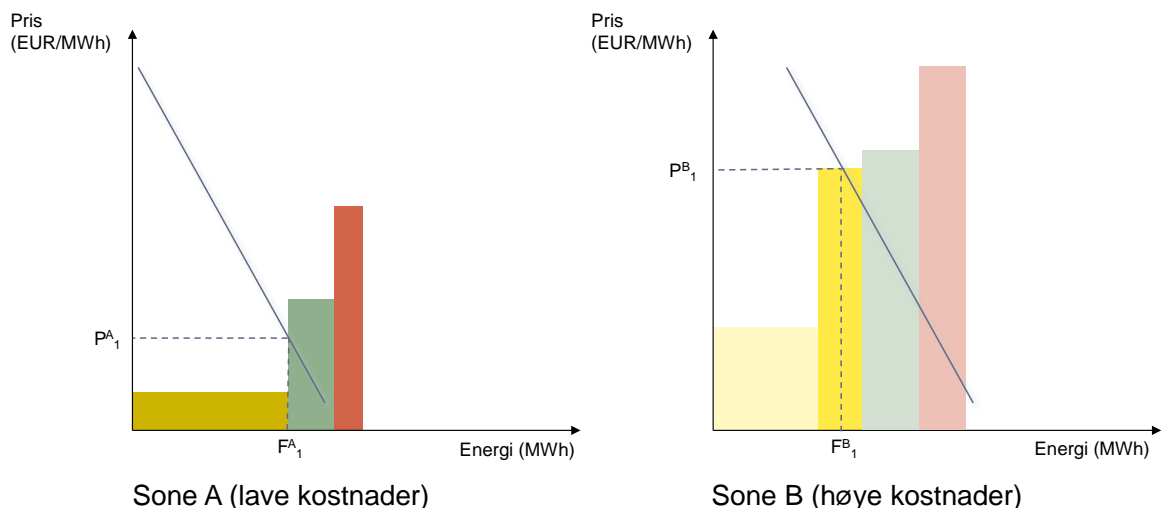
la være å gjøre det de nettopp har avtalt med sine motparter. I enkelte land, som Tyskland, må strømkundene dekke store kostnader hvert år for slik mothandel og omdirigering.³⁰

Systemet med budområder har også en driftssikkerhetsmessig side. Uten budområder ville spot- og intradag markedets rolle med tanke på planlegging av den fysiske driften av kraftsystemet time for time (se kapittel 6.1.2) blitt svært begrenset. Norge er et langstrakt land der det meste av kraftproduksjonen av gode grunner er lokalisert på andre steder enn mye av forbruket. For få budområder ville gjort Statnetts oppgave med å sikre momentan balanse i kraftsystemet tilnærmet uløselig.

For å forklare den romlige dimensjonen av prisdannelsen i kraftmarkedet starter vi med en enkel skisse. Innledningsvis tenker vi på to budområder der etterspørselen er en temmelig enkel kurve, og tilbudet kommer fra kraftverk med en svært enkel kostnadsstruktur. Deretter vil vi introdusere vannkraftverk, som har en mer komplisert kostnadsstruktur.

7.1.1 Enkel skisse uten vannkraft

I Figur 7-1 ser vi to kraftsystem med svært ulike kostnader og dermed kraftpriser. I sone A er kostnadene og prisene lave, mens i sone B er prisene høye.

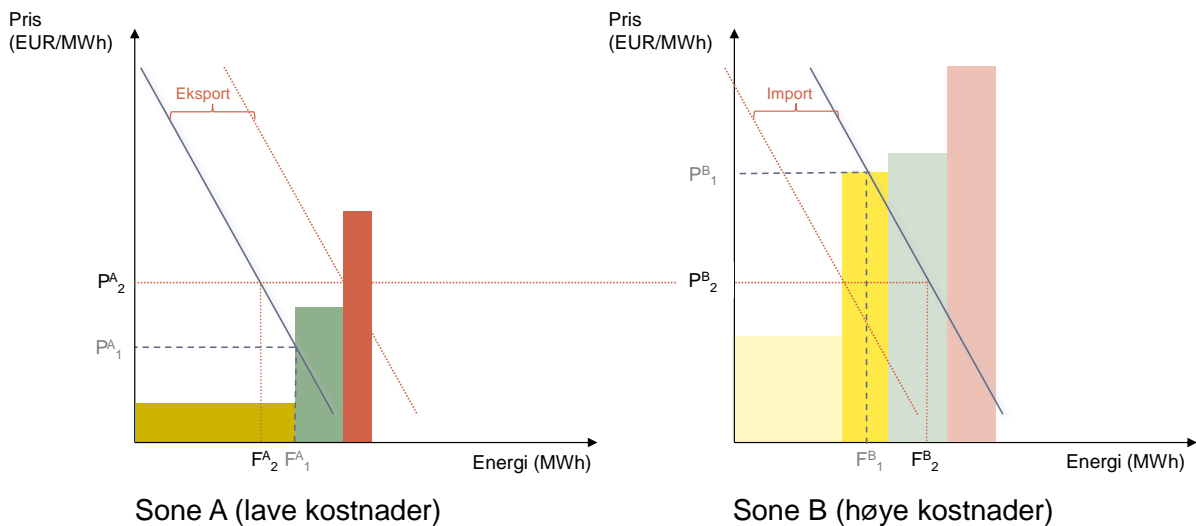


Figur 7-1 To budområder uten kraftutveksling

I Figur 7-2 er nettkapasiteten tilstrekkelig til å gjennomføre all lønnsom kraftutveksling mellom sonene. I sone A går prisene opp, forbruket ned og produksjonen opp. I Figur 7-1 var kun det rimeligste kraftverket i bruk, mens med kraftutveksling blir også det nest rimeligste kraftverket fullt utnyttet. I sone B reduseres produksjonen (det gule kraftverket tas ut av drift), mens forbruket øker. For de to sonene under ett går de samlede produksjonskostnadene ned, mens det samlede forbruket er uendret.³¹ Det samfunnsøkonomiske overskuddet er høyest i denne figuren, både for sonene sett under ett og i hver sone sett for seg.

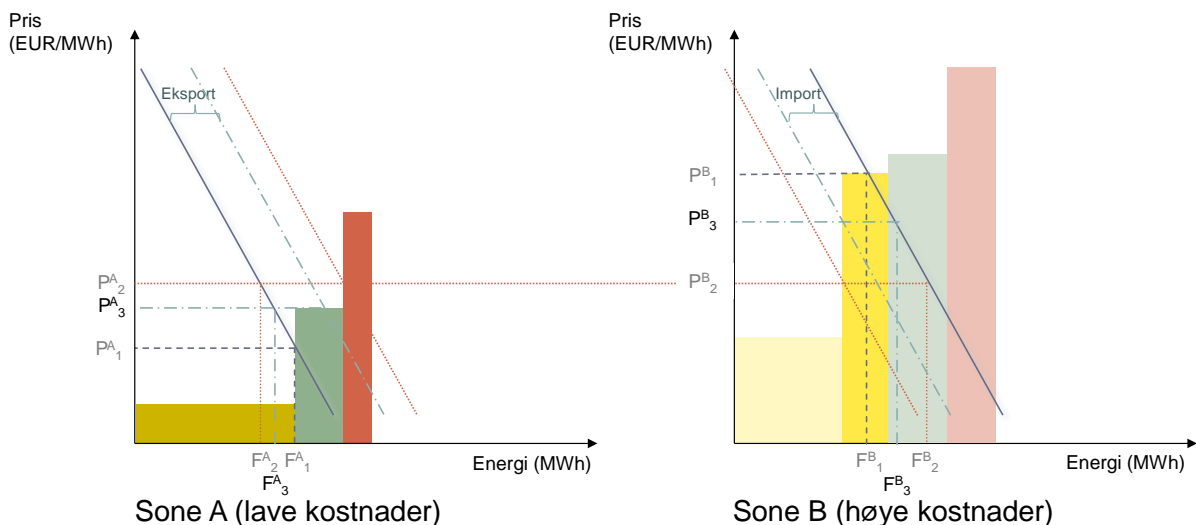
³⁰ De samlede kostnadene i Tyskland for reserver og omdirigering av kraft har steget fra vel 500 millioner euro i 2013 til 4 milliarder euro i 2022 (BDEW 2023).

³¹ Figurene er tegnet slik at forbruksendringen i hver sone til sammen utligner hverandre og totalforbruket er dermed konstant (per forutsetning). I virkeligheten vil forbruket i begge soner endres avhengig av priselastisiteten, og totalvirkningen kan være forskjellig fra null. Legg også merke til at vi ser helt bort fra overføringstap i strømnettet i disse figurene.



Figur 7-2 To budområder med stor utvekslingskapasitet

I Figur 7-3 er overføringskapasiteten begrenset, slik at alle muligheter for lønnsom handel ikke kan utnyttes. Prisene blir likere, men ikke like. Også i denne situasjonen er prisene i sone A høyere og sone B lavere enn uten forbindelser. For sonene sett under ett er de samlede produksjonskostnadene lavere enn i utgangspunktet, men høyere enn om utvekslingskapasiteten ikke begrenset handelen. For hver sone er det samfunnsøkonomiske overskuddet et sted mellom utgangspunktet og situasjonen med ubegrenset kapasitet.



Figur 7-3 To budområder der utvekslingskapasiteten begrenser handelen

Likhetene mellom figurene foran og det virkelige kraftmarkedet er få, men viktige. En av dem er at etterspørselen generelt er en fallende kurve. Det betyr at de som skal bruke strøm ikke verdsetter alle MWh like høyt. Årsaken til at det er slik, er at verdien en MWh skaper for kjøperen varierer og avhenger av hva kjøperen bruker den til. Med utsikt til høye priser vil i hvert fall noen sluttbrukere iverksette tiltak for å redusere strømforbruket – for eksempel redusere oppvarmet areal eller bruke en annen energibærer. På lang sikt kan man kanskje redusere energibehovet ved å endre produksjonsprosessene.

En annen vesentlig likhet er at ulike kraftverk har ulike kostnader, og at sammensetningen av kraftverk ikke er den samme i alle områder. Det innebærer at handel, opp til et visst nivå, kan

redusere de samlede produksjonskostnadene, eller øke muligheten for verdifullt strømforbruk. I sone B øker forbruk som har høyere verdiskaping per enhet enn forbruket i sone A som reduseres.

Dersom vi hadde snudd på disse figurene, slik at tilbudskurven var den samme i begge sonene, ville forskjeller i etterspørselskurvene ha vært drivkraften bak prisforskjeller.

En vesentlig forskjell mellom figurene foran og virkeligheten, er at i virkeligheten varierer det hvilken sone som til enhver tid har relativt lave kostnader. For 2022 kan de norske budområdene i nord, NO3 og NO4, oppfattes som sone A, mens sonene i Sør-Norge kan oppfattes som sone B. Høsten 2023 er det NO2 som kan oppfattes som sone B, mens resten av Norge utgjør sone A. Hvis forbruket vokser betydelig i nord, mens tilbudet øker i sør, for eksempel med offshore vind, kan disse rollene byttes om. Det samme vil skje dersom, eller når, forskjellene i tilsig til vannmagasinene eller i vindforhold i de ulike budområdene blir store.

7.1.2 Skisser med vannkraft

Enkle figurer har begrenset utsagnskraft. Dersom for eksempel alle unntatt de røde kraftverkene i figurene over er vannkraftverk med magasin, kan vi ikke bruke figurene til å forklare hvorfor de har ulike kostnader. Figurene kan illustrere en gitt situasjon hvor vannverdiene er representert ved høydene på søylene, slik at verdien av magasin vann generelt er høyere i sone B enn i sone A, ikke hvorfor det er slik. På kort sikt fungerer vannverdien som en marginalkostnad for det enkelte kraftverket. Handel kan da oppstå akkurat som i eksemplet over. For å forklare hvordan vannverdiene dannes, må vi lage et eksempel med to perioder, jf. kapittel 6.3 hvor vi forklarte begrepet vannverdi generelt og at vannverdien blant annet avhenger av import- og eksportmuligheter.

Det eneste vi kan slå fast med bakgrunn i figurene over, er at i sone A er tilgangen på vannkraft så høy at det må kraftutveksling til for at prisen i sone A skal begynne å nærme seg prisen i sone B. I figurene med utveksling, begynner det mørkegrønne kraftverket å produsere, mens det gule kraftverket i sone B sparer på vannet til senere bruk.

I eksemplet foran så vi at ved handel mellom to områder vil kraft flyte fra området med lavere pris til området med høyere pris. Billig produksjonskapasitet i A fortrenger dyr produksjon i B. Eksporten fra A til B vil øke inntil prisene enten er like (ikke lønnsomt å eksportere mer) eller til det ikke er mer ledig overføringskapasitet (ikke mulig å eksportere mer).

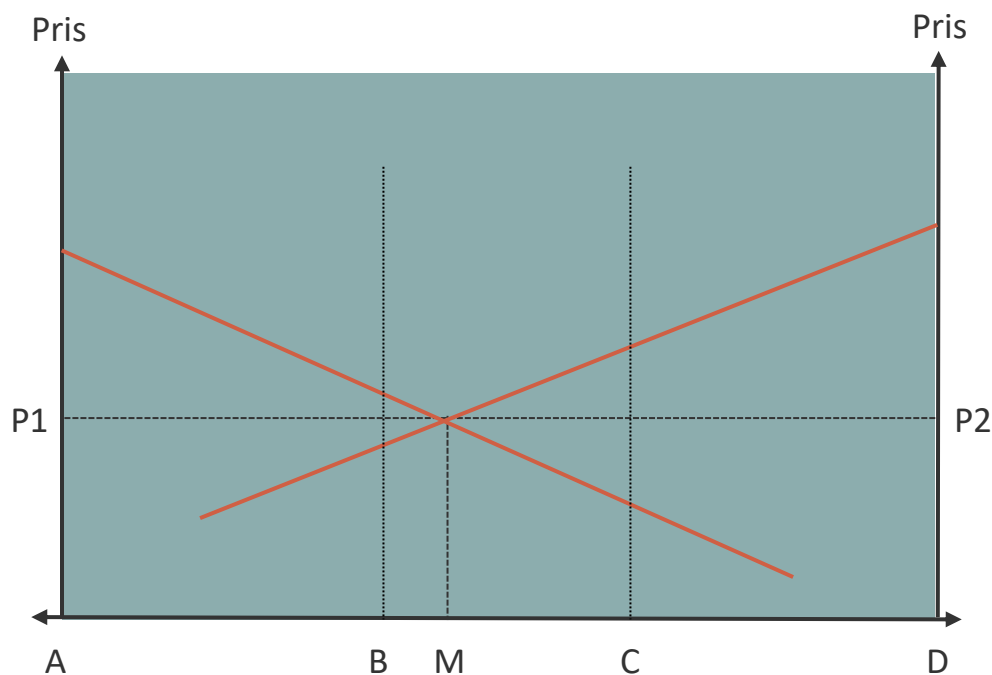
På samme måte som krafthandel flytter kraft mellom områder vil vannmagasin gi mulighet til å flytte kraft fra en periode til en senere periode. Hvor mye energi vi kan flytte avhenger av hvor mye magasin kapasitet vi har tilgjengelig. For å forenkle fremstillingen tenker vi oss at vi har kun to perioder og at vi kan flytte kraft fra periode 1 til periode 2 ved å holde tilbake produksjon i periode 1. Hvis evnen til å flytte kraft (lagre vann) er tilstrekkelig stor vil vi få lik pris i de to periodene. Er evnen til å flytte vann mindre vil vi få ulike priser.

Introduksjon til badekardiagram

I de neste figurene bruker vi såkalte badekardiagram. Det er ganske enkelt en horisontal akse hvor vi måler mengde (energi) og to vertikale akser hvor vi måler pris. Siden vi 'bare' har to vertikale akser, har vi kun to perioder – periode 1 og periode 2. Figurene bygges opp på denne måten:

- Den horisontale aksene og de to vertikale aksene danner til sammen et åpent rektangel som kan oppfattes som et badekar.

- I hver ende av badekaret tegner vi linjer som viser etterspørselen i hver periode. Etterspørselen i periode 1 tegnes som vanlig som en fallende kurve fra venstre mot høyre, mens etterspørselen i periode 2 tegnes fallende fra høyre mot venstre.
- Avstanden mellom de vertikale aksene (bredden på badekaret) viser det totale tilbudet (vannmengden) til disposisjon i de to periodene. Vi kan tenke på periode 1 som våren, sommeren og høsten (som gjerne kalles fyllingssesongen) og periode 2 som vinteren (tappesesongen). Vi ser bort fra muligheten for at det finnes annen kraftproduksjon enn vannkraft.
- Badekaret egner seg dårlig til å fremstille usikkerhet rent grafisk. I virkeligheten er tilbudet usikkert, ettersom vi ikke kjenner fremtidig tilsig, men i figuren er bredden og dermed vannmengden kjent. I figuren gjelder dette kjente tilsiget både i periode 1 og i periode 2.
- I Figur 7-4 representerer linjestykket A-C den mengden vann som ble overført fra forrige periode til periode 1 pluss tilsig i periode 1. Linjestykket B-C er størrelsen på magasinet, mens linjestykket C-D er tilsig i periode 2.
- For ikke å gjøre figuren mer komplisert enn den må være, antar vi at periode 2 er siste periode. Da trenger vi ikke å ta hensyn til at det kan være lurt å ikke bruke opp hele tilsiget for periode 2.

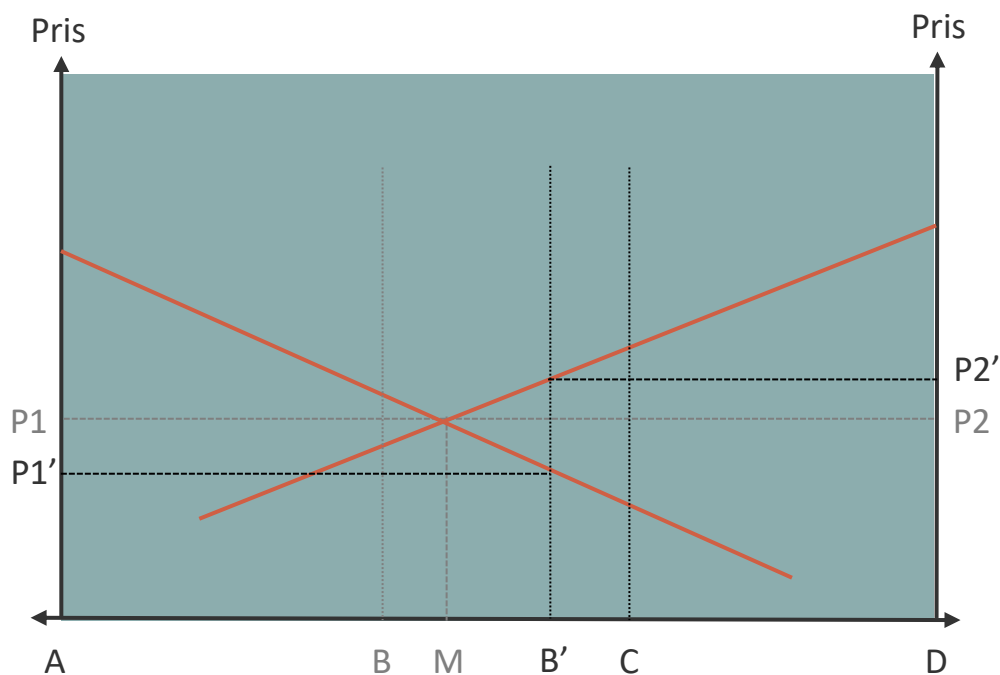


Figur 7-4 Vannkraft med to perioder, magasinets størrelse tilstrekkelig til å ujevne priser

Med disse forutsetningene blir forbruket i periode 1 lik linjestykket A-M. Mengden M-C spares til neste periode hvor forbruket blir M-D. På grunn av magasinets størrelse blir vannverdien og markedsprisen den samme i begge perioder; $P1 = P2$.

Virkingen av begrenset magasinets størrelse

La oss se hva som skjer dersom magasinet er vesentlig mindre.



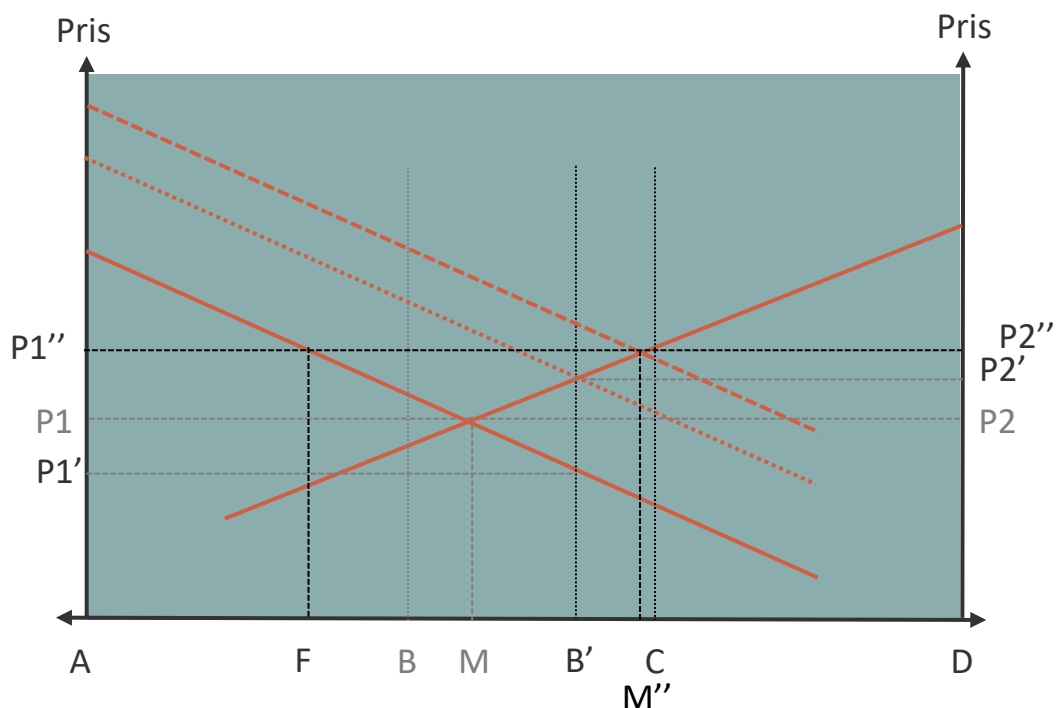
Figur 7-5 Redusert magasin størrelse⁶⁶

Siden avstanden A-C forblir (per forutsetning) den samme, må punktet som angir magasinets venstre ytterpunkt forskyves. Punkt B skyves derfor til høyre, forbi M og til B', slik at magasin størrelsen nå er B'-C. Magasinet er da ikke lenger stort nok, og vi får ulike vannverdi og ulike markedspriser i de to periodene, jf. Figur 7-5. Vannverdien og prisen i periode 1 faller til P1', mens prisen i periode 2 stiger til P2'. Forbruket i periode 1 blir A-B', mens forbruket i periode 2 (B'-D) begrenses av tilsiget C-D, magasinet og evnen til å flytte vann til neste periode.

Prisene ville ha blitt enda lavere hvis tilsiget i periode 1 ble mye større. Det svarer til å forskyve punkt A mot venstre. Det er om lag dette som sommeren og høsten 2023 har skjedd i NO1 og NO5 – magasinene her er ikke store nok til å ta vare på alt tilsiget til vinteren.

Virkinger av andre budområder med andre priser

Da kan vi se på virkningene av handel med andre budområder. La oss anta vi har to budområder; en vannkraftsone og 'utlandet'. Vi vet fra Figur 7-3 at det er fortegnet på prisforskjellen som avgjør om det blir import til eller eksport fra vannkraftsonen, når vannverdien er bestemt. Vi starter med å se på en situasjon der prisene i utlandet på kort sikt er veldig høye. Det har samme prisvirkning som en etterspørselsøkning innad i vannkraftsonen, så vi tegner dette som et skift til høyre for etterspørselskurven for periode 1, se to varianter tegnet inn i Figur 7-6. Visuelt ser det ut som skift oppover, men poenget med økt etterspørsel er at ønsket volum ved ulike priser er høyere enn før økningen.



Figur 7-6 Utenlandsk etterspørsel i periode 1

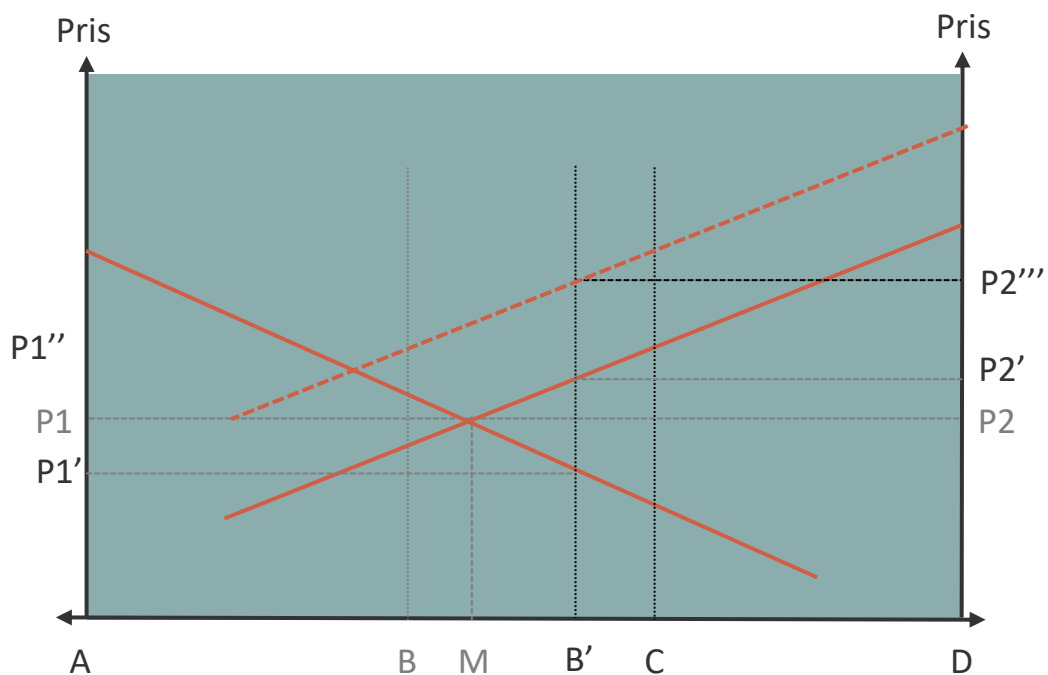
Før vi tolker Figur 7-6, må vi legge merke til at det bare er etterspørselen i periode 1 som er økt, mens det er antatt at etterspørselen i periode 2 er uendret. Det er heller ikke tatt hensyn til importmuligheter, hverken for periode 1 eller periode 2. Dette er forenklinger for å utvide eksemplet stegvis.

Med den øverste etterspørselskurven i Figur 7-6 er det 'lille' magasinet B'-C stort nok til vi får lik vannverdi og samme pris i begge perioder; $P1'' = P2''$. Innenlandsk forbruk i periode 1 til den prisen blir A-F, mens eksporten i samme periode blir F-M''. Den samlede etterspørselen i periode 1 er stor nok til at 'det siste vannet' i periode 1 kan lagres og benyttes i neste periode. I Figur 7-5 var etterspørselen i periode 1 så lav at vi fikk vann 'til overs', som kunne selges billig – det kunne uansett ikke overføres til periode 2.

Med noe lavere etterspørsel fra utlandet, for eksempel den fin-stiplede etterspørselskurven mellom den øverste og den nederste, ville vi fått den 'gamle' prisen for periode 2, $P2'$, også i periode 1. Her er magasinet B'-C akkurat stort nok til å sikre lik pris i begge perioder. Hadde etterspørselen fra utlandet vært noe lavere, ville prisen i periode 1 ha ligget lavere enn $P2'$.

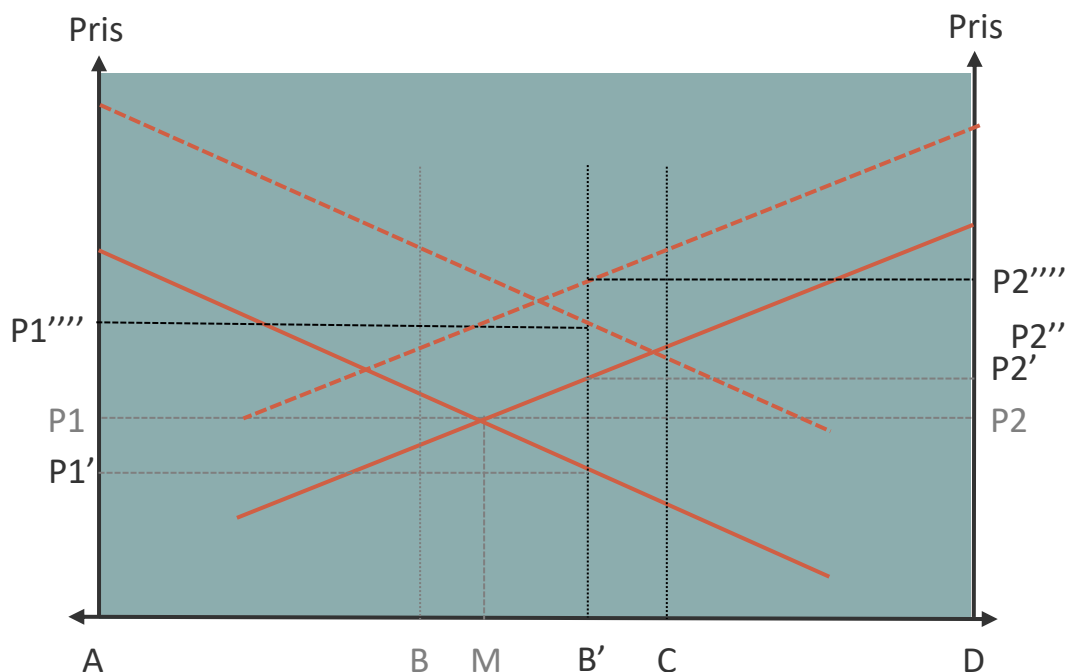
Spørsmålet nå er hva etterspørselen fra utlandet gjør med prisene. Figuren viser at prisen i periode 1 øker uansett. Om prisen også øker i periode 2 avhenger av størrelsen på etterspørselsøkningen i periode 1 og magasinestørrelsen. Leser man figuren nøye, kan man se at dersom magasinet var så stort som B-C, ville vi uansett fått like priser i begge perioder med de valgte forutsetningene.

La oss dernest se på virkningen av eksport bare i periode 2. Etterspørselskurven for periode 2 får et skift til venstre, prisen i periode 2 øker til $P2'''$, mens den forblir $P1'$ med det 'lille' magasinet B'-C. Hadde magasinestørrelsen vært større, ville vi fått en lavere pris i periode 2, mens prisen i periode 1 ville ha økt.



Figur 7-7 Etterspørsel fra utlandet i periode 2

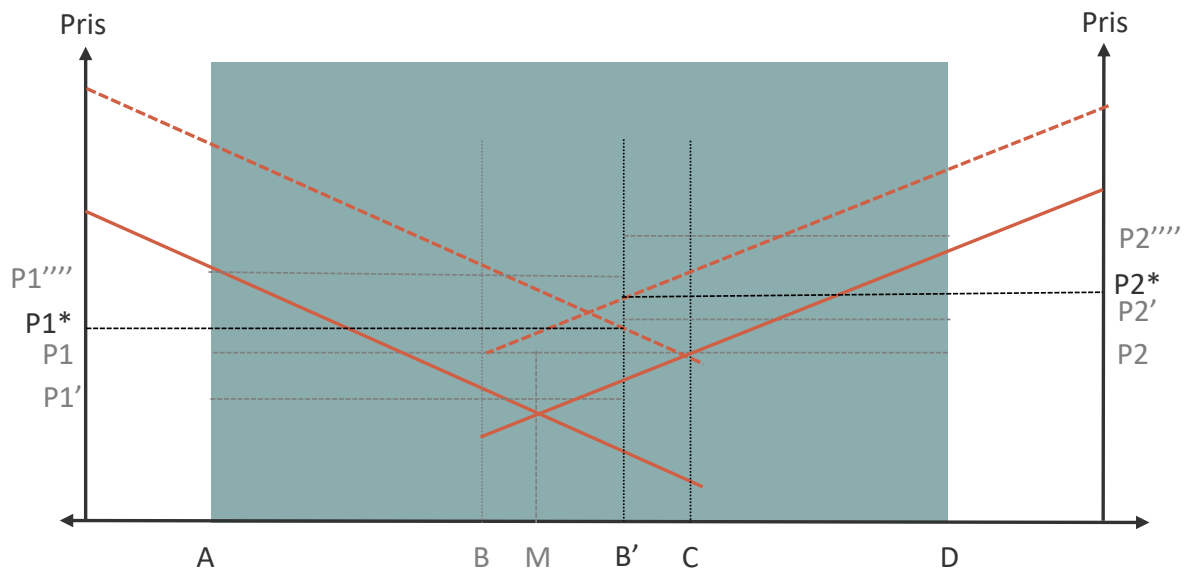
På samme måte kan vi studere virkningen av økt etterspørsel i begge perioder. Med det lille magasinet, blir vannverdien og markedsprisene ulike i periode 1 og 2; $P1'''' < P2''''$. Om magasinet er større, kan vannverdiene bli like i begge perioder. Figuren viser at eksport løfter prisnivået, alt annet likt.



Figur 7-8 Økt etterspørsel i begge perioder

Figurene over viser virkningene dersom muligheten til handel bare gikk den ene veien – eksport fra vannkraftsonen. Dersom handelsmulighetene går begge veier, må vi også illustrere at tilbudet i

vannkraftsonen kan bli større enn vannkraften alene. Figur 7-9 nedenfor viser en enkel måte å illustrere dette.



Figur 7-9 Vannverdier og mulighet for både import og eksport

Figur 7-9 får frem to elementære men viktige poeng: import og importmuligheter trekker prisene ned, mens eksport og eksportmulighetene trekker dem opp. Hvilke virkninger som er størst, avhenger av tilbudet og etterspørselen fra utlandet:

- Om vi tenker oss at tilbudet fra utlandet var svært stort, til en meget lav pris, måtte vi ha skjøvet de vertikale aksene (veggene i badekaret) lenger til venstre og høyre. Det ville ha gitt lavere vannverdier.
 - Om vi motsatt tenker oss at tilbudet fra utlandet er svært lite og/eller kommer med en svært høy pris, vil figuren nærme seg Figur 7-8 og altså gi høyere vannverdier.
- Tilsvarende kan vi tenke oss at om etterspørselen fra utlandet er svært stor, for eksempel fordi tilgangen på kraft i utlandet er kraftig begrenset i forhold til tilbudet, måtte vi tegne de stiplede etterspørselskurvene enda høyere opp i figuren, med høyere vannverdier som resultat.
 - Motsatt, dersom tilbudet i utlandet vesentlig overstiger etterspørselen, for eksempel i perioder med høy produksjon fra sol og vindkraft, vil energietterspørselen rettet mot vannkraftsonen bli svært lav

7.1.3 Fra skisser til virkelighet

Virkeligheten er naturligvis mer komplisert enn skissene ovenfor. Den viktigste forenklingen vi har gjort over, er at fremtidig tilsig (det som svarer til C-D i figurene over) ikke er et kjent tall, men en tilfeldig størrelse vi har begrenset kunnskap om. Rett nok har vi gode tidsserier med tilsig til de enkelte magasiner og vassdrag, men disse viser at tilsiget kan variere mye fra år til år. Magasin-disponeringen må derfor reflektere at tilsigsmengden er usikker, selv om vi vet en god del om sannsynlighetsfordelingen. I tillegg kan vi være temmelig sikre på at fortiden ikke representerer et perfekt bilde av fremtiden. Historikken viser blant annet at forventet tilsig per år er økende, samtidig som variasjon både innad i året og fra et år til det neste også øker.

En annen viktig forenkling er at vi i virkeligheten ikke har ett, men om lag ett tusen vannmagasin i Norge som produsentene skal disponere. Den matematiske formuleringen av beslutningsproblemet er derfor svært mye mer komplisert enn figurene over.

Ikke desto mindre kan figurene ovenfor benyttes for å forstå hvordan kraftutveksling og vannverdier henger sammen. Hvis man for eksempel benytter en kraftmarkedsmodell for å fastslå virkningen av en konkret mellomlandsforbindelse på prisene, vil det være den forventede forskjellen mellom P1 og P1* og mellom P2 og P2* en undersøker.

Kraftselskapenes og analysebyråenes modeller som beregner vannverdi kan forstås som en samling badekar som vist i figurene over, med ulik bredde, og som til sammen gir uttrykk for sannsynlighetsfordelingen for fremtidig tilsig. Modeller tar naturligvis også hensyn til andre typer tilbud enn vannkraft – men da er det ikke lenger snakk om enkle skisser som vi tar med ovenfor.

Norge har om lag halvparten av Europas vannmagasiner. Disse representerer et unikt fortrinn, ved at en stadig mindre andel av kraftproduksjonen vil være regulerbar, og at storskala lagring av elektrisitet er kostbart. Siden tilsiget til vannmagasinene er usikkert, har vannkraftprodusentene en usikker mengde vann til disposisjon over tid. Hver dag og uke må de derfor velge hvor mye magasin vann som skal brukes nå, og hvor mye som skal spares til senere. Deres viktigste hjelpemiddel for denne optimaliseringen er beregning av vannets alternativverdi – vannverdien (Aam 2016). Vannverdien for et magasin er definert som marginalverdien av å få en ekstra enhet vann i et magasin i dag. For store magasin vil dagens vannverdi typisk være lik forventet vannverdi i fremtidige uker. Men vannverdien kan avvike fra dette dersom en støter på maksimum- eller minimumsbegrensninger for magasinutfyllingen. Den enkelte produsent beregner vannverdiene i lys av det enkelte magasins særegenheter, tilsigsforhold, reguleringsbestemmelser, samfunnets forventninger og politiske krav, og ikke minst hvilke priser vannkraftprodusenten forventer å oppnå fremover. Uten effektiv prisdannelse i engrosmarkedene ville vannverdiberegning i praksis blitt svært krevende.

Hvordan hadde de to siste årene forløpt uten de to siste utenlandsforbindelsene?

Skissene ovenfor kan være utgangspunkt for noen refleksjoner om hvordan prisdannelsen i Norge ville ha vært om ikke de to siste forbindelsene var etablert. I Energikommisjonens rapport står det at effekten av disse mellomlandsforbindelsene er vanskelig å fastslå med sikkerhet, dels fordi de er relativt nye og dels fordi de ble åpnet i en helt ekstraordinær situasjon (NOU 2023: 3). Statnett anslår at disse forbindelsene sto for 10 prosent av prisøkningen fra 2021 (Statnett 2023), Sintef har gjort sensitivitetsanalyser som sier at prisene i Sør-Norge høsten 2021 var 15-25 øre/kWh høyere med de to utenlandsforbindelsene enn de ville vært uten (Mo, Wolfgang og Øyn Narvesen, Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022 2023), mens analyseselskapet Volue har beregnet at forbindelsene sto for 25 prosent av prisøkningen.

Med referanse til Figur 7-9 kan vi tenke på situasjonen med og uten de to siste forbindelsene først og fremst som ulike situasjoner for periode 1: Spesielt forbindelsen til England åpnet en mer 'direkte' vei for tilbud og etterspørsel fra England inn i det norske markedet. Forbindelsen til Tyskland kan i større grad oppfattes som en mer direkte kanalisering av tilbud og etterspørsel fra Tyskland, men som uansett har nådd Norge via Danmark (DK1/Jylland). Skulle vi ha tegnet dette inn i Figur 7-9, ville vi ha tegnet den venstre ytterveggen i badekaret litt lenger mot høyre, og den stiplede etterspørselskurven noe lavere.³² Gitt situasjonen med betydelig energiknapphet både på Kontinentet og i

³² Alternativt kunne vi illustrert handelsmulighetene ved å legge inn noen horisontale partier på etterspørselskurvene, der disse partiene er knyttet til prisnivået i utlandet. Ulempen er at figurene ville blitt

Storbritannia er importmuligheten av begrenset interesse, og dermed blir det nærliggende å legge vekt på den noe lavere etterspørselskurven. Det ville, slik de grundigere analysene viser, gitt noe lavere priser i Sør-Norge enn vi faktisk så. Prisene ville imidlertid trolig vært svært høye sammenlignet med tiden før 2021, rett og slett fordi prisforventningene for periode 2 og senere ville vært knyttet til de høye gassprisene og den store energiknappheten krigen og forberedelsene til den medførte, slik at utenlandskablene først og fremst ble brukt til eksport.

Prisene sommeren og høsten 2023

Sett opp mot badekardiagrammene foran, kan en gjøre seg noen refleksjoner knyttet til de betydelige prisforskjellene mellom NO2 og resten av Norge. Årsakene til prisforskjellene mellom NO2 og resten av Norge høsten 2023 er sammensatt.

- Prisene i spesielt NO1 og NO5 er lave, stort sett klart over null, og de varierer lite over døgnet. Ulike vannmagasin som er *nesten* fulle og har høy sannsynlighet for å renne over setter prisene i disse budområdene. Nettkapasiteten til andre budområder (etterspørselen i NO1 og NO5 fra andre budområder) er ikke høy nok til å motvirke risikoen for flom og at vannet renner over. Vannverdien blir da lav i NO1 og NO5.
- Sommeren 2023 hadde vi mange timer med negative priser og også timer med betydelig høyere priser i samme uke, i flere budområder, inkludert NO2.
 - De svært lave, eller negative, prisene reflekterer situasjoner der vannmagasinene ikke kan holde tilbake mer vann.
 - I timene med svært høye priser, har det ikke vært mulig å dekke etterspørselen uten å bruke vann fra magasiner som kunne holdt på vannet til senere perioder. Disse magasinene har høy vannverdi og setter da prisen når etterspørselen er høy, mens når etterspørselen er lav blir de priset ut av markedet (det vil si at de sparer på vannet til verdien av kraften er høyere).
- En vesentlig forskjell mellom NO2 og de to andre budområdene i Sør-Norge er samlet magasinestørrelse og størrelsen på enkelt-magasiner. Norges største vannmagasin, Blåsjø med ca 8 TWh lagringskapasitet ligger i NO2. Totalt er magasin kapasiteten i NO2 33,9 TWh, mens totalforbruket er 35-39 TWh per år og forventet årsproduksjon er 46 TWh. I NO1 er totalforbruket i overkant av 36 TWh, samlet produksjon om lag halvparten (17,7 TWh), og samlet magasinestørrelse er 6 TWh. En annen forskjell er at NO2 har svært stor utvekslingskapasitet til utlandet.
 - Større magasin gir mulighet til å holde tilbake vann til senere. Når summen av etterspørsel i NO2 og fra utlandet minus import fra utlandet, NO1 og NO5 er større enn uregulert produksjon i NO2 er det vannverdiene som setter priser i NO2.
 - Et kraftig regnskyll over Sørlandet samtidig med uværet Hans på sensommeren 2023, kunne ha senket prisene i NO2 dersom det hadde medført at forbruket og etterspørsel fra utlandet ble dekket av uregulert produksjon eller vannmagasinene ble fulle.

7.2 Virkninger på investeringer

Figurene over vektlegger kortsiktige forhold. Det vil si et tidsperspektiv så kort at aktørene ikke rekker å tilpasse produksjons- og forbruksmuligheter ved å gjøre nye investeringer. Konsekvenser av for eksempel en ny forbindelse mellom budområder, eller en endring i magasinestørrelse, kan

enda mer kompliserte. Imidlertid kunne det da vært lettere å se hvorfor handelsmuligheter begge veier forankrer vannverdiene i prisnivået i omkringliggende land.

imidlertid strekke seg vesentlig lenger enn neste periode. Sammenligner vi Figur 7-5 og Figur 7-9 er de tegnet slik at handelsmulighetene fører til høyere priser i både periode 1 og periode 2.

Et relevant oppfølgings spørsmål er da hva som er virkningen på aktørene og markedet av at prisene stiger. Vil noen vurdere investeringer, slik at tilbuds- eller etterspørselskurvene for etterfølgende perioder vil få en annen beliggenhet? Eksempelvis er det nærliggende å tro at dersom prisene ser ut til å legge seg på et nivå som er høyere enn kostnadene for nye produksjonsanlegg, vil noen se mulighetene og søke konsesjon for og eventuelt etablere ny produksjonskapasitet. Tilsvarende kan det forventes at noen vil gjøre tiltak på etterspørselssiden som vil føre til lavere etterspørsel i fremtiden enn vi ellers ville fått. Begge deler vil føre til lavere priser i fremtiden enn figurene isolert sett gir inntrykk av.

Samlet omtales dette ofte som dynamiske virkninger eller andreordenseffekter, i motsetning til førsteordensvirkningene som er vist i figurene over. Dynamiske virkninger gjør det vanskelig å vurdere den samlede virkningen av store endringer i et marked. I kraftmarkedet kan dette handle om virkningen av å bygge eller legge ned veldig store kraftverk (for eksempel konvensjonell kjernekraft, der nye anlegg gjerne er godt over 1000 MW) eller omfattende endringer i utformingen av markedet. Det mest nærliggende eksemplet hvor dette er relevant i Norge er spørsmål om mellomlandsforbindelser. Da Statnett i 2013 søkte konsesjon for forbindelsene til Tyskland og til Storbritannia, fulgte det med en samfunnsøkonomisk analyse av prosjektene. Mange har festet seg ved at prisvirkningen var forventet å bli noen øre/kWh.

Flere har kritisert disse analysene, blant annet fordi prisene i Norge økte mye mer enn noen få øre/kWh i perioden da forbindelsene ble tatt i bruk.³³ Men uavhengig av hva man måtte mene om analysenes kvalitet, er det essensielt å få med seg at de omtalte ørene er førsteordensvirkninger. De dynamiske virkningene på prisene går generelt i motsatt retning av førsteordensvirkningene. Systematisk og kvantitativ evaluering av utfallsrommet for slike dynamiske virkninger ville i praksis blitt altfor omfattende analyseoppgave. Årsaken er at mengden av tenkelig respons på en konkret endring, som så må analyseres hver for seg, ikke uten videre kan begrenses på en enkel og objektiv måte.

7.3 Eksport og import er markedsresultater, ikke beslutninger hos aktører

Foruten å forklare hvordan prisene i ulike budområder henger sammen, viser Figur 7-3 og Figur 7-9 også at eksport og import er resultater i markedet. Som forklart foran foregår budgivning i spotmarkedet ved at hver deltager i markedet leverer sitt bud for hvor mye en ønsker å kjøpe eller selge – i sitt budområde. Vi kan igjen se på det mørkegrønne kraftverket i sone A i Figur 7-3. Om det leverer sitt bud som kurven indikerer (produserer et kvantum tilsvarende bredden på søylen, gitt at prisen kommer over høyden), vil det være markedets øvrige bud og kapasiteten i strømmettet som til sist avgjør om kraftverket skal produsere eller ikke. I Figur 7-3 er eksporten om lag like stor som kapasiteten, men eieren vet ikke om det er 'hans' strøm som selges til sone B. Alle (begge) produsentene i sone A får samme pris.

Figur 7-3 antyder implisitt at om prisen i sone B var enda høyere, hadde prisen i sone A likevel blitt den samme. På kort sikt er det ikke *hvor mye høyere* prisen i sone B er enn prisen i sone A som avgjør

³³ Vi viser til kapittel 4 for en nærmere drøfting av årsakene til de høye prisene fra 2021. Og selv om analysene den gang neppe tok høyde for at gass- og kraftprisene på kontinentet kunne bli så høye som de ble, kan det være nyttig å presisere at hva vi har opplevd fra 2021 til nå bare er en liten del av historien for disse forbindelsene, eller ett utfall fra en sannsynlighetsfordeling.

om det blir eksport – det er det faktum at prisen i B er høyere enn i A. Den relative knappheten er størst i sone B og derfor blir det eksport fra sone A.

På lengre sikt vil det imidlertid være en sammenheng mellom vannverdien for det mørkegrønne kraftverket (høyden på stolpen) og prisnivået i naboområdet. Det er dette som er forklart i kapittel 7.1.2.

Prissmitten fra et budområde til et annet henger derfor sammen med både størrelsen på utvekslingskapasiteten (se for eksempel forskjellen på Figur 7-2 og Figur 7-3, eller på Figur 7-9) og størrelsen på prisforskjellen. Prisforskjellen time for time henger sammen med varighetskurven (hvor lenge prisene er høye og lave) for prisen hos handelspartnere. Hvis handelspartnere hele tiden har en pris på 100 og NO2 hele tiden har lavere pris enn dette, vil det være full utnyttelse av tilgjengelig eksportkapasitet hele tiden. Storbritannia har vært om lag slik i lang tid. Hvis derimot handelspartneren (som et ekstremt eksempel) har pris på 200 halve tiden og nullpris resten av tiden, vil en NO2-pris som hele tiden er over null og under 200 gi null i netto eksport perioden sett under ett.

7.4 Handel og forsyningssikkerhet henger nøye sammen

Figur 7-9 gir også et godt utgangspunkt for å forklare sammenhengen mellom kraftutveksling og forsyningssikkerhet.

Handel har redusert Norges sårbarhet for tilfeldige variasjoner i tilsig, temperatur og kraftforbruk. Med dagens installasjoner er forventet (gjennomsnittlig) tilsig til vannkraftverkene om lag 137 TWh. I et tørt og kaldt år kan tilsiget komme ned mot om lag 95 TWh samtidig som forbruket kan være høyere enn normalt (NOU 2023: 3). Takket være flerårsmagasiner kan kraftproduksjonen likevel bli større enn 95 TWh i tørrår. Får vi to eller tre tørrår på rad, er importmulighetene spesielt viktige. I våte år med tilsig opp mot 171 TWh er eksportmulighetene svært verdifulle, siden vi da kan få godt betalt for overskuddskraften. Dagens produksjonskapasitet og forbruk gir en netto eksport på 20 TWh i løpet av et normalår. I tørrår og våtår vil eksporten være i størrelsesorden 20 TWh lavere henholdsvis høyere enn dette. Det er ikke en-til-en sammenheng mellom tilsig og eksport, fordi Norge har vannmagasin med kapasitet til lagring av vann over flere år. På grunn av høyere forventet forbruksvekst enn produksjonsvekst venter NVE at Norge ikke har kraftoverskudd i normalår i 2028. Import skjer når Norge har høyere priser enn nabolandene. Ved eksport må vi ha lavere priser enn nabolandene. Se kapittel 12 for en grundigere diskusjon av kraftutvekslingen med utlandet.

Handelsmulighetene eksponerer oss samtidig mot sårbarhet i andre lands kraftsystemer. Et eksempel er strupingen av Russlands gasseksport til Europa, jf. kapittel 4 og 10. Gass er et viktig brensel i mange land, og prisvirkningene av redusert tilgjengelighet bredte seg langt utover Europa. Et annet eksempel er kjernekraften i Finland og ellers i Europa. Kjernekraftverk er svært store produksjonsanlegg. Driftsproblemer i ett kjernekraftverk kan føre til at flere kjernekraftverk av samme type også stenges av sikkerhetshensyn. Erfaringsmessig tar det lang tid å vurdere omfanget av slike sikkerhetsproblemer. Problemene får smittevirkninger til nabolandene, herunder Norge, jf. erfaringene fra Frankrike og deres omfattende uforutsette problemer sommeren 2022.

Handel er også viktig for den kortsiktige driftssikkerheten. I Norden har vi lang erfaring med felles reservemarkeder i kraftsystemet (se også kapittel 6.1.1). Ved å dele reservene kan hvert land klare seg med noe mindre. Gode handelsmuligheter bidrar også til mer stabile priser.

Prisene og prisdannelsen har avgjørende betydning for magasindisponering, kraftflyt mellom regioner, fornuftig energibruk og for beslutninger om investeringer i energibruk, kraftproduksjon og nett. Gjennom prisene påvirkes produsenter og forbrukere til å tilpasse seg slik at kapasiteten

utnyttes. Vedvarende prisforskjeller mellom regioner synliggjør markedsverdien av å utvide nettkapasiteten.

Ved knapphet på energi vil markedspriser stige. På kort sikt vil en høy pris belønne dem som kan øke produksjonen (de som har vann i magasinet) og dem som kan redusere forbruket av kraft. Tilpasningen blir vanligvis størst hos kraftprodusenter med fleksibilitet og store forbrukere, og minst i husholdningene. På lenger sikt vil høye priser stimulere redusert forbruk, bedre muligheter til å utnytte prisforskjeller (for eksempel gjennom mer fleksible produksjonsprosesser) og økt produksjon.

Bye-rapporten (Bye, et al. 2010) tok opp behovet for flere og riktigere priser i kraftmarkedet for å ivareta sentrale mål for forsyningssikkerheten. Økt *mulighet* for prisvariasjon vil over tid gi jevnere priser både regionalt og over tid. Fordi knappheten varierer mellom ulike tidspunkt og sesonger, og fra sted til sted, er det viktig at prisene fastsettes for tilstrekkelig mange tidspunkt og geografiske punkt. En motsatt utvikling (sjeldnere prisfastsettelse og færre budområder) gjør det vanskeligere å håndtere perioder med knapphet og vil svekke lønnsomheten i nødvendige investeringer. En øvre grense på prisene vil skape tvil hos kraftprodusentene om verdien av å spare på vannet, vanskelig-gjøre en samfunnsmessig fornuftig magasinindisponering og kan i verste fall øke faren for rasjonering. Forbrukerne vil da heller ikke få signal om knappheten og kan dermed ikke bidra til å løse knapphetsutfordringen. For forsyningssikkerheten er det viktig at prisdannelsen er mest mulig fri, men også at den foregår innenfor gjennomtenkte rammer.

7.5 Hva med markedsrett og strategisk budgivning?

Med de store prisforskjellene vi har hatt internt i Norge de siste årene, stiller noen spørsmål ved om vannkraftprodusentene i sør, først i hele Sør-Norge og nå senest 'bare' i NO2 utnytter situasjonen og presser opp prisene.

Utvalget har ikke foretatt en særskilt vurdering av dette spørsmålet. Konkurransetilsynet skrev i en kronikk at det var eksempler på uheldig adferd i det norske kraftmarkedet på 1990-tallet, men at de ikke har indikasjoner på at de høye prisene i 2022 skyldes brudd på konkurranseloven i Norge (Skjæveland og Søreide 2022).

For eventuelt å kunne tjene penger på misbruk av markedsrett, må en produsent lykkes med å 'skape' knapphet ved å holde tilbake vann, eller prise vannet meget høyt, sørge for at verdien av det som faktisk blir produsert er større enn det som eventuelt går tapt i senere flom eller må selges rimelig for å unngå flom. Rent hypotetisk kan det tenkes at en aktør setter prisen lavt i timer med eksport for deretter å sette en høy pris på vannet sitt når vi går over på import.³⁴ En forutsetning for å lykkes er derfor at sannsynligheten for flom er relativt liten. En slik strategi er også mer risikabel (rent økonomisk) jo større usikkerhet det er om priser og etterspørsel i tilknyttede budområder.

Dersom en aktør byr inn samme ressurs til en lav pris i noen timer og til en høy pris i andre timer av samme døgn, kan det være en indikasjon på at aktøren forsøker å utnytte sin posisjon. Kraftbørsene som driver spotmarkedet og intradag markedet er forpliktet til å overvåke aktørens budgivning, blant annet med siktemål å avdekke eventuelle forsøk på slik strategisk budgivning. RME har ansvar for å overvåke dette.

Misbruk av markedsrett og markedsmanipulasjon i kraftmarkedet, kan ha store negative konsekvenser for strømkundene og er ulovlig og straffbart. Det finnes et omfattende europeisk

³⁴ Med mindre aktøren kontrollerer en betydelig del av tilbudssiden, kan en slik adferd potensielt lokke andre til en 'motsatt' adferd – produsere mye når/hvis den første aktøren sørger for at prisen er høy, og ellers produsere lite. Dette er årsaken til at karteller generelt har indre interessekonflikter.

regelverk, og i Norge er det også egne og detaljerte bestemmelser om markedsmanipulasjon og innsidehandel i NEM-forskriften. I Norge har RME, Konkurransetilsynet og Finanstilsynet ansvar for å føre tilsyn med ulike deler av kraftmarkedet. Det finansielle kraftmarkedet (fremtidsmarkedet) omfattes av finanslovgivningen, mens det fysiske kraftmarkedet (spot- og intradag markedet og reservemarkedene) omfattes av energilovgivningen. Eventuelle brudd på energilovgivningens forbud mot markedsmanipulasjon kan også innebære brudd på forbudsbestemmelsene i konkurranseloven. RME og Konkurransetilsynet har derfor halvårlige møter hvor RME gjennomgår resultatene fra markedsovervåkingen, og hvor Konkurransetilsynet også orienterer om sakene tilsynet har jobbet med. Konkurransetilsynet håndhever konkurranselovens forbud mot misbruk av dominerende stilling og konkurransebegrensende samarbeid. Konkurransetilsynet har også ansvar for å drive fusjonskontroll og har mulighet til å stoppe foretakssammenslutninger som fører til en vesentlig begrensning av konkurransen.

Markedsplassene for omsetning av kraft (Nord Pool, EPEX) er også forpliktet til å overvåke sine markedsplasser og aktørenes adferd på disse markedene. RME innhenter aktørinformasjon og annen fundamental markedsinformasjon, og dette danner grunnlaget for RMEs markedsovervåking. Med energiomstillingen og endringene i markedet er det svært viktig at den samlede overvåkingen er effektiv og fanger opp markedsmanipulasjon på tvers av delmarkeder og grenser.

Ved vurdering av om misbruk har funnet sted, er det vanlig å undersøke forholdet mellom en produsents kostnader og oppnådde priser, eventuelt også forholdet mellom kostnader og bud i for eksempel spotmarkedet og balansemarkedene. Den analytiske utfordringen er at for vannkraftprodusenter er den viktigste kostnaden aktørens egen subjektive vurdering av vannverdien.

Siden det er krevende (for utenforstående) å vurdere den enkelte aktørs budgivning, er det blant annet med tanke på kraftsektoren utviklet analysemetoder som fokuserer på aktørenes teoretiske eller hypotetiske muligheter til å tjene på misbruk av markedsrett. En slik metode kalles Residual Supplier Index (RSI). Siktemålet er å beregne i hvor stor grad en stor aktør kan regne med å være helt nødvendig for at tilbud i et budområde, inkludert import, skal være stort nok til å dekke etterspørselen, inkludert eksport. Dersom aktøren ikke kan regne med å være 'residual supplier' særlig ofte, er den praktiske muligheten til å påvirke prisene relativt liten. En analyse for Statnett konkluderte i 2019 med at mulighetene for misbruk generelt var små, og at de ville bli ytterligere svekket av de nye forbindelsene til England og Tyskland (Bjørndalen og Hagman 2019).

7.6 Fungerer engrosmarkedet?

Som gjennomgangen av kraftmarkedet og prissettingsmekanismer i dette og de foregående kapitlene viser, er engrosmarkedet for kraft et stort og komplisert system som skal få svært mange beslutninger til å gå opp simultant for å sikre god forsyningssikkerhet og ikke minst gjøre at prisene reflekterer den underliggende ressursituasjonen i markedet og at kostnadene ikke blir større enn nødvendig.

Langt på vei er betingelsene for effektiv prisdannelse og effektiv fordeling av knappe ressurser oppfylt i engrosmarkedet. Sett av markeder er omfattende og utformet slik at relevant informasjon vil bli reflektert i priser. Prismekanismene er bygget opp slik at aktørene maksimerer sine inntekter eller minimerer sine kostnader ved å legge de faktiske kostnadene ved produksjon eller nyttevirkningene av forbruk til grunn for sine salgs- og kjøpsbud. Kraftmarkedet legger opp til konkurranse mellom aktørene, og ingen enkeltaktør har spesielt store muligheter til å påvirke prisene i sin favør.

Et spesielt forhold i det norske kraftmarkedet er at muligheten for å velge avtaler med stabil kraftpris i praksis bare synes å være tilgjengelig for det virkelig store strømkundene. Blant husholdningene er

andelen svært lav og lavere enn andelen av befolkningen som har fastrente for sin boligfinansiering. Dette kan henge sammen med strømleverandørenes muligheter til å prissikre seg i terminmarkedet og med husholdningenes etterspørsel.

En analyse utført for Olje- og energidepartementet peker på en rekke årsaker til den lave etterspørselen etter fastprisavtaler fra husholdninger og små og mellomstore bedrifter (THEMA 2022), blant annet Forbrukerrådets anbefalinger av spotpriskontrakter og at spotprisen historisk har vært lav slik at sluttbrukerne selv har håndtert prissikringen. Mange kraftleverandører har fjernet tilbud om fastprisavtaler på grunn av prisvariasjonene i terminmarkedet det siste året. På tilbudssiden er manglende likviditet i EPAD-markedet en av de største utfordringene. Kraftleverandørene benytter seg av standardiserte finansielle produkter for å tilby fastprisavtaler til sluttkundene, se kapittel 6.1.3 og 6.7.2.

Det er dermed lite som tyder på at det er noe større markedssvikt i engrosmarkedet. Men vi kan ikke se bort fra at informasjonstilgangen og informasjonsflyten mellom spesielt myndighetene, herunder Statnett som systemoperatør for transmisjonsnettene, og aktørene kunne vært bedre, spesielt i knapphetssituasjoner. Analyser av terminmarkedet og mulighetene for effektiv prissikring tyder på at likviditeten i disse markedene med fordel kunne vært større.

Samlet sett tyder dette på et veldesignet marked, men med et visst potensiale for forbedringer.

Engrosmarkedet for kraft har høstet mye kritikk de siste årene, fordi prisnivået har vært høyt og uforutsigbart, og fordi det kan være vanskelig å forstå at ulike produksjonsteknologier ikke leverer strømpriser som reflekterer de ulike produksjonskostnadene, som for eksempel for vannkraftproduksjon er lavere enn det gjennomsnittlige prisnivået i markedet. Prisnivået har blitt oppfattet som uakseptabelt høyt, men gjennomgående har markedet levert priser som reflekterer ressurstilgangen og vannverdiene kraftprodusentene har som følge av en svært krevende situasjon for energitilgang i Europa.

Dagens markedsmodell er basert på marginalprissingsprinsippet, som forklart i kapittel 4 og 7. Hvorvidt det finnes noe alternativ til et slikt system, også i lys av energiomstillingen, diskuteres i kapittel 14. Ulike typer tiltak som påvirker prisnivået i engrosmarkedet innenfor dagens modell diskuteres i kapittel 15.

8 Prisdannelse og konkurranseforhold i sluttbrukermarkedene

8.1 Hva er sluttbrukermarkedet for strøm?

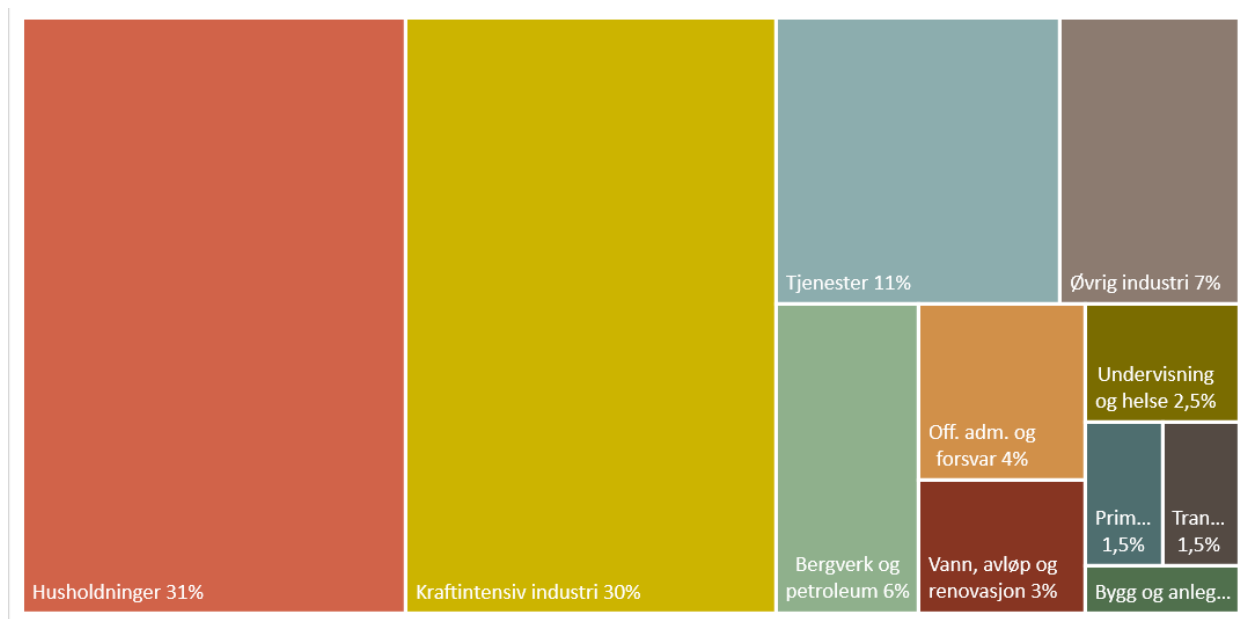
I sluttbrukermarkedet for strøm kjøper kunder strøm til eget forbruk. Sluttbrukerne av strøm omfatter både husholdninger og virksomheter som kjøper strøm via en fritt valgt strømleverandør eller gjennom en megler. En strømleverandør kjøper strømmen i engrosmarkedet eller inngår prissikringsavtaler i fremtidsmarkedet for strøm og selger denne videre til sluttbrukerne, avhengig av hva slags type avtaler de selger. En del store industrikunder kjøper også strøm på en kraftbørs selv eller direkte fra en kraftprodusent uten å gå veien om en strømleverandør, og får dermed helt eller delvis dekket sine behov i engrosmarkedet. I denne rapporten omtaler vi kjøp av strøm hos store industrikunder sammen med sluttbrukermarkedet, siden flere av problemstillingene for denne kundegruppen sammenfaller med det øvrige sluttbrukermarkedet.

I tillegg til strømleverandørene og kundene er de følgende aktørene viktige for sluttbrukermarkedet:

- Reguleringsmyndigheten for energi (RME), som er regulator og tilsynsmyndighet for markedet
- Nettselskapene, som har ansvaret for den fysiske leveringen av strømmen kundene kjøper
- Forbrukertilsynet, som fører tilsyn med en del regelverk som er relevant for dette markedet, herunder markedsføringsloven.
- Fornybar Norge, Distriktsenergi og Samfunnsbedriftene Energi – interesseorganisasjoner for kraftprodusenter og strømleverandører, som jobber både med avtalerammeverk og med frivillig sertifisering av strømleverandører
- Forbrukerrådet, som jobber med forbrukerrettigheter og drifter nettportalen strompris.no
- Elklagenemda, som er et rådgivende organ for tvistesaker mellom kunder og både nettselskap og strømleverandører
- Elhub, som gjennomfører leverandørbytter og formidler avregningsgrunnlag (målerverdier) mellom nettselskap og kraftleverandører

Totalt strømforbruk i Norge er om lag 133 TWh årlig.³⁵ Forbruket fordeler seg med om lag en tredel til husholdningskunder, en tredel til kraftintensivindustri og en tredel til andre kunder i næringslivet og det offentlige (se figur). Selv om en del bedrifter innenfor kraftintensiv industri kjøper deler av strømmen de forbruker direkte i engrosmarkedet eller av kraftprodusentene, kjøper også bedrifter i denne næringen strøm via strømleverandører. Det totale årlige strømforbruket som handles via strømleverandører er dermed minst 90 TWh.

³⁵ Kilde: SSB. I 2021 var brutto strømforbruk 139,5 TWh. I 2022 falt bruttoforbruket til 133,4 TWh. (Dette er ikke temperatur-korrigerte tall, men målte verdier.)



Figur 8-1 Forbruk av strøm hos ulike kundegrupper (Kilde: SSB)

8.2 Hvorfor finnes det et sluttbrukermarked for strøm

8.2.1 Hva gjør en strømleverandør?

Strømleverandørene i sluttbrukermarkedet er mellomledd mellom engrosmarkedet og fremtidsmarkedet for strøm på den ene siden og sluttbrukeren av strøm på den andre. For de aller fleste kunder vil det å handle kraft direkte i engrosmarkedet og/eller fremtidsmarkedet for strøm være altfor komplisert og også veldig kostbart. Da måtte kundene kjøpt inn sitt eget kraftforbruk time for time dagen før forbruket, og vært balanseansvarlig. Det vil si ansvarlig for å balansere ut forbruket dersom de bruker mindre eller mer enn det de selv hadde beregnet at de skulle gjøre time for time i løpet av dagen. Dette ville krevd svært mye tid og kunnskap om kraftmarkedet, og vært en uoverkommelig oppgave for de fleste. Markedet er heller ikke organisert for dette.

Store kraftintensive kunder har mye kunnskap om kraftmarkedet og forholder seg til innkjøp av strøm som råvare. Disse forbrukerne er selv aktører i engrosmarkedet og kjøper kraft direkte på børs og fra produsenter. Alle andre strømkunder (både husholdninger og mindre næringslivskunder) har behov for at noen påtar seg risikoen og balanseansvaret i engrosmarkedet, slik at de ikke må forholde seg til dette markedet selv.

Strømleverandørene leverer denne tjenesten – de kjøper inn kraft i markedet på vegne av sine kunder, og selger sluttbrukerne en avtale som omfatter både strømprisen i engrosmarkedet (spotprisen), betaling for tjenesten strømleverandøren utfører (anmelding, avregning og dermed balansehåndtering) og også for risiko leverandøren påtar seg ved å levere slike avtaler (risiko for ubalanser, eventuelt også pris-, profil- og volumrisiko for avtaler med fast pris til kunden).

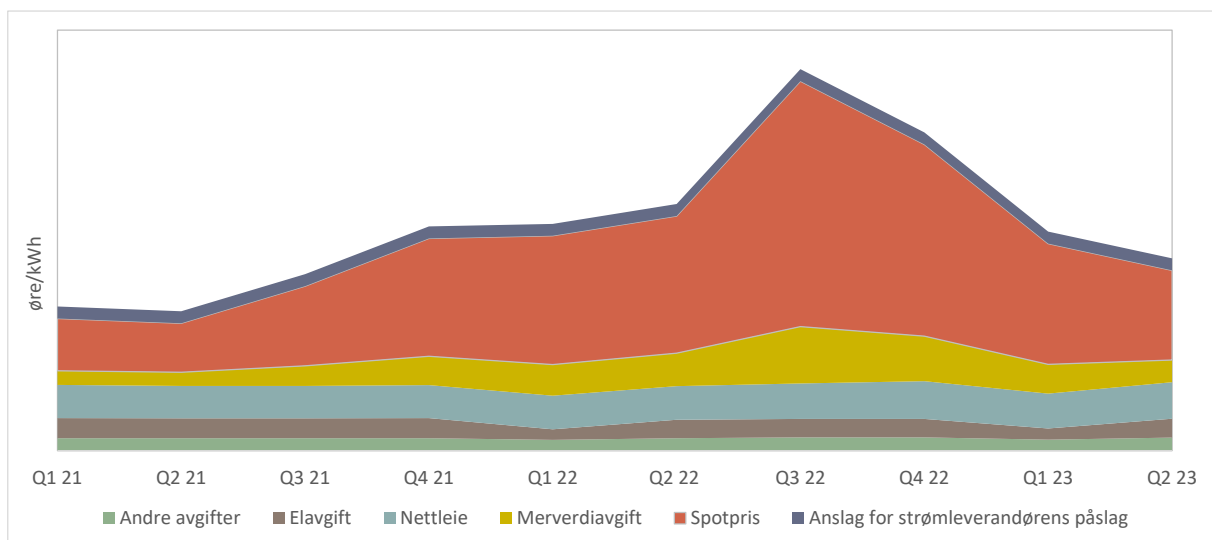
Dersom strømleverandørene ikke hadde eksistert, måtte tjenesten de utfører blitt gjort av noen andre, siden vanlige kunder ikke kan gjøre dette selv. Å for eksempel legge ansvaret på kraftprodusentene vil være å i praksis opprettholde dagens strømleverandørtjeneste med færre tilbydere.

8.2.2 Prisdannelsen i sluttbrukermarkedet

Sluttbrukermarkedet for strøm har gode muligheter for effektiv og transparent prissetting. Grunnleggende sett selger alle aktører det samme – strøm er et homogent produkt. Grunnlaget for

strømprisen til sluttbrukerne er prisen i engrosmarkedet ved en spotprisavtale, eller prisen i fremtidsmarkedet for strøm i tilfelle kunden har en fastprisavtale der prisen er avtalt for en periode framover i tid. I avtalen med strømleverandøren er det gjerne også et element som dekker strømleverandørens kostnader og risiko ved å levere tjenesten, inkludert kostnader knyttet til balanseansvaret, ofte gjennom et påslag i øre/kWh og/eller gjennom månedsbeløp som er uavhengig av forbruket. Betaling for lovpålagt kjøp av el-sertifikater og merverdiavgift skal inngå i påslaget.³⁶ Noen strømleverandører fakturerer verken påslag eller månedsbeløp, men finansierer driften gjennom salg av tilleggstjenester, som ladetjenester, forsikring og energirådgivning.

I tillegg til engrosprisen, påslag til strømleverandøren og kjøp av eventuelle tilleggstjenester i strømvartalen kommer nettleie, el-avgift, avgift til Enova og merverdiavgift.



Figur 8-2 Strømkostnadene er mer enn strømprisen (Kilde: SSB)

Strømleverandørene kan ikke konkurrere på innkjøpsprisen på strøm. Den settes i spotmarkedet. I fremtidsmarkedet er det noe mer rom for konkurranse på pris, da enkelte leverandørers sikringsstrategier kan være bedre og dermed mer kostnadseffektive enn konkurrentene. Den grunnleggende markedsprisen i fremtidsmarkedet er allikevel den samme, så prisforskjellene for fastpris blir sjelden betydelig. De faktorene strømleverandørene kan konkurrere på, er i hovedsak:

- Kostnadseffektiv drift av tjenesten de leverer (lavt påslag)
- Vurdering og prissetting av den risikoen strømleverandøren påtar seg (risiko for ubalanser, eventuelt pris-, profil- og volumrisiko i fastprisavtaler)
- Avtaletilbud – spotprisavtaler, fastprisavtaler, til husholdningskunder og /eller næringsliv
- Tilleggstjenester
- Kundeservice

Selv om sluttbrukermarkedet har gode muligheter for konkurranse, gir det at aktørene konkurrerer på marginene på toppen av markedsprisen for råvaren en risiko for at tilbyderne kan forsøke å øke marginene ved å skape informasjonasymmetri og lite transparens. Sluttbrukermarkedet for strøm har fått kritikk nettopp for at markedet er lite oversiktlig og vanskelig å forstå. For at markedet skal fungere effektivt og drive fram innovasjon og dermed lavere kostnader for kundene er det viktig at innrammingen av markedet er slik at det er transparent og at kundene kan ha tillit til markedet.

³⁶ Avregningsforskriften FOR-1999-03-11-301, § 8-6.

8.3 Lavere, mer forutsigbare og konkurransedyktige priser i sluttbrukermarkedet

Utvalget skal vurdere konkurranseforhold i sluttbrukermarkedet og tiltak som kan gi lavere og mer forutsigbare priser i sluttbrukermarkedet fremover. Utvalget skal også vurdere tiltak for konkurransedyktige priser.

Mange av utfordringene for sluttbrukerne knytter seg til prisen i engrosmarkedet – markedsprisen på strøm har vært svært høy. Selv om prisene har falt siden toppen vinteren 2022/23 kan vi forvente at prisnivået framover blir høyere enn historisk nivå. Potensielle tiltak for å få ned prisnivået i engrosmarkedet behandles i kapittel 15.

Tiltak i sluttbrukermarkedet kan bidra til **lavere** priser på to måter:

- Et mer velfungerende marked, med mer effektiv konkurranse vil kunne redusere påslaget til strømleverandørene som kommer på toppen av markedsprisen eller engrosprisen.
- Dersom myndighetene ønsker å gi forbrukerne lavere priser enn nivået på engrosprisen, er støtteordninger en mulighet

Sluttbrukermarkedet kan bidra til mer **forutsigbare** priser gjennom:

- Et velfungerende marked for prissikring gir mulighet for at strømkundene selv kan velge graden av prissikring og forutsigbare kostnader

Vurdering av hva som er et velfungerende marked er derfor et grunnlag for å si noe om mulighet for tiltak som kan bidra til lavere påslag og bedre muligheter for prissikring. Kapittel 17 omhandler ulike former for støtteordninger, dersom prisene til sluttbrukerne skal reduseres til et nivå som er under markedsprisen.

8.4 Hva er et velfungerende sluttbrukermarked for strøm?

Strøm er et nødvendighetsgode for forbrukerne. Fra et *forbrukerperspektiv* betyr et velfungerende sluttbrukermarked for strøm at prisene reflekterer engrosprisen (at de ikke betaler for mye), at informasjon om produktet er lett tilgjengelig og at kundene har gode muligheter til å bytte avtale dersom de ønsker det, og et velfungerende sluttbrukermarked bør også gi forbrukerne mulighet til å sikre seg mot risiko, for eksempel gjennom kjøp av fastprisavtaler eller andre løsninger som 'svarer' på kundenes eventuelle utfordringer knyttet til variasjoner i strømpriser og energibehov.

Fra et *leverandørperspektiv* er et velfungerende sluttbrukermarked et marked der det er lave administrative barrierer for å etablere virksomhet. Markedet bør være godt og tydelig regulert for å sikre effektiv konkurranse i markedet. Det bør være lett å bruke de underliggende markedsprisene som grunnlag for leveranser og gi tilgang på relevant prissikring for å kunne tilby fastprisavtaler.

Fra et *produsentperspektiv* og *markedspektiv* er et velfungerende sluttbrukermarked et marked der kundene står overfor de faktiske markedsprisene på strøm. Hvordan sluttbrukermarkedet fungerer kan virke inn på engrosmarkedet, siden kundenes etterspørsel påvirker prisnivået. Tilgang på kraft er en begrenset ressurs på kort og lang sikt, og høye priser signaliserer knapphet (og motsatt ved lave priser). Dersom prisene kundene stilles overfor ikke reflekterer de reelle prisene i markedet, kan de etterspørre mer strøm enn det som er samfunnsmessig optimalt, og slik sett bidra til et høyere prisnivå i engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet enn vi ellers ville hatt.

8.4.1 Husholdninger og bedrifter som kunder i sluttbrukermarkedet

Det finnes flere markeder der husholdninger inngår en avtale om kjøp av et produkt i abonnement, som for eksempel bredbånd, tilhørende innholdstjenester og telefon. I tillegg har vi markeder der kjøp er avtalt over tid, som forsikring og lån. Strømmarkedet skiller seg likevel ut fra andre markeder

husholdninger forholder seg til. I strømmarkedet er husholdningene eksponert for en vare som omsettes på en børs der prisen settes time for time, og prisene kan variere mye over både korte og lange tidshorisonter. De fleste andre produkter husholdninger kjøper har ikke priser som varierer i samme grad. I rentemarkedet er det riktignok kontinuerlige variasjoner som banker og andre långivere *ikke* viderefremidler til sine lånekunder. Lån med flytende rente prises imidlertid ikke som løpende pengemarkedsrente pluss et (fast) påslag, men renten justeres når pengemarkedsrenten har flyttet seg signifikant.

Tidligere ble kunder i sluttbrukermarkedet i stor grad fakturert etter en snittpris på strøm. Dette har endret seg over de siste årene. Utrullingen av nye strømmålere har gjort det mulig å måle forbruket time for time, og nå faktureres forbrukerne med utgangspunkt i dette. Kundene får dermed bedre muligheter for å påvirke sluttregningen. For engrosmarkedet er det positivt at kunder får insentiv til å bruke mer strøm i perioder med god tilgang og lave priser, og mindre når det er knapphet. Dette er en betydelig endring for forbrukerne, som på den ene siden får mer informasjon og flere tilpasningsmuligheter enn tidligere, men også må endre sin egen adferd og/eller ta i bruk automatiseringsløsninger for å utnytte informasjonen og endre forbruket i tråd med prisene. Husholdningenes ønske og mulighet til å gjøre disse tilpasningene varierer.

For bedrifter vil vurderingene rundt strømkjøp være noe annerledes, da strømkostnader inngår i bedriftenes driftskostnader og bedriftene har ulike muligheter til å tilpasse seg endret kostnadsbilde over tid. Samtidig forholder ulike typer bedrifter seg ulikt til markedet. For kraftintensiv industri er strøm en sentral innsatsfaktor i produksjonen, og store aktører forholder seg aktivt til markedet og har strategier for (langsiktig) prissikring og et aktivt forhold til spotprisseksponering. Denne type bedrifter er derfor stort sett ikke avhengig av sluttbrukermarkedet. Bedrifter som driver former for råvarebasert produksjon, er ofte eksponert for lignende prissisiko også i andre markeder og er i stand til å vurdere risiko i strømmarkedet og vurdere eget behov for prissikring. Disse inngår også ofte prissikringsavtaler gjennom strømlleverandører. Andre virksomheter, for eksempel i tjenesteytende næringer, og også små og mellomstore bedrifter generelt der strøm tradisjonelt ikke har utgjort noen vesentlig kostnad og risiko, kan imidlertid ligne mer på husholdninger i sin tilnærming til strømkostnader. En rekke av disse bedriftene vil ha liten kompetanse og få ressurser til å vurdere strømmarkedet og prissikringsstrategier.

8.4.2 Et velfungerende sluttbrukermarked for strøm vil bli viktigere framover

I kapittel 12 forklarer vi hvorfor utvalget i våre analyser legger til grunn at kraftprisene i fremtiden trolig kommer til å være på et høyere nivå og med større variasjon innen døgnet, uken og året enn vi har sett de siste tiårene. Disse endringene i engrosmarkedet gjør at et velfungerende sluttbrukermarked blir stadig viktigere.

Fra et forbrukerperspektiv blir det viktig at konkurransen i sluttbrukermarkedet er så effektiv som mulig, slik at påslagene på toppen av engrosprisene blir så lave som mulig, og at forbrukerne har tilgang på strømvavtaler som gir mulighet til å sikre seg mot prissvingningene. For eksempel fastprisavtaler eller andre avtaler som gir større grad av forutsigbarhet.

En forutsetning for effektiv prisdannelse er aktive kunder, som gjennom å ta bevisste valg i markedet bidrar til effektiv konkurranse og gir insentiv til utvikling av nye produkter. Man kan ikke forvente at alle kunder er like bevisste på valgene de tar. Sluttbrukermarkedet for strøm har, som alle andre markeder, passive kunder som sjelden eller aldri forholder seg til hva slags avtale de har. Dette behøver ikke bety et effektivitetstap for økonomien så lenge andelen passive kunder ikke er for stor.

Gitt at markedet for øvrig er velfungerende, og det er et begrenset antall avtaletyper man i praksis kan velge mellom, er det heller ikke sikkert at risikoen ved å være passiv kunde er spesielt stor. Større svingninger i strømprisen i fremtiden vil medføre at verdien av å flytte forbruket fra perioder med høy pris til perioder med lav pris vil øke og kostnaden ved å ikke forholde seg til markedet vil dermed øke. Større svingninger i strømprisen vil også gjøre at den økonomiske betydningen av valget mellom avtaler med helt eller delvis faste priser blir større. Dermed blir det viktig at rammebetingelsene ikke unødig begrenser strømleverandørenes muligheter til å tilby relevante avtaler og tjenester.

For at energiresursene kan utnyttes best mulig blir det stadig viktigere at kundene tilpasser seg prissignalene i markedet. Dette er viktig både for å gi lavest mulig priser over tid – dersom kunder reduserer forbruket i høyprisperioder med knapphet, vil det bety lavere priser i engrosmarkedet enn vi ellers ville sett – og for å stimulere til nye løsninger for lagring og fleksibilitet i markedet. Slike løsninger blir lønnsomme gjennom å tilpasse seg prissvingningene, og bidrar på den måten til å glatte ut prisene på lenger sikt.

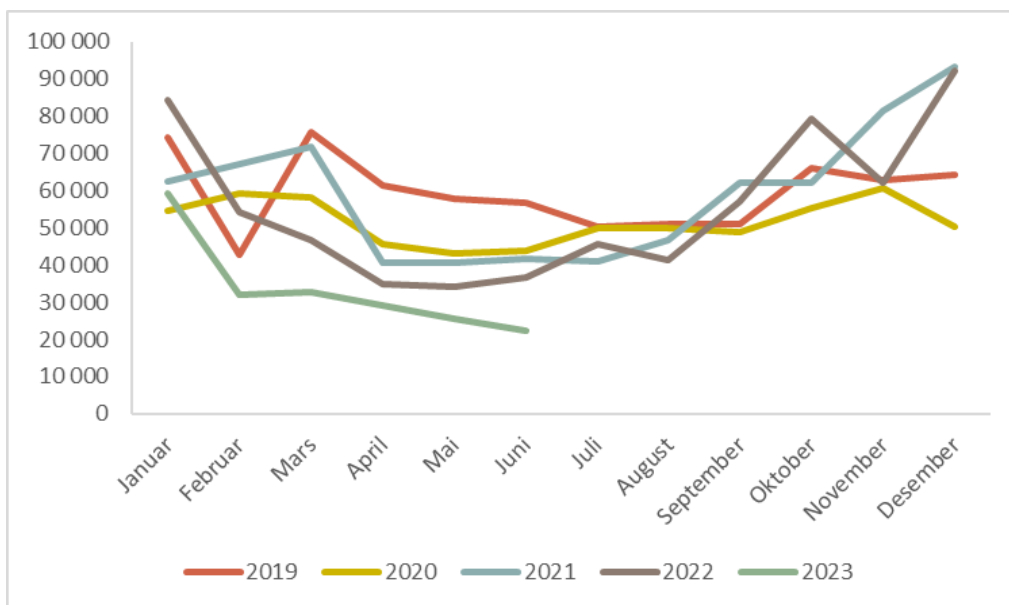
Et av de viktigste temaene for utvikling av sluttbrukermarkedet framover er derfor hvordan det skal håndtere både forbrukernes behov for stabile og forutsigbare priser, samtidig som det skal ivareta samfunnets behov for at tilstrekkelig mange kunder reagerer på og tilpasser seg til prissignalene i engrosmarkedet. Dette kan være hensyn som trekker i hver sin retning.

8.5 Konkurransforhold i sluttbrukermarkedet

Det er i dag om lag 120 strømleverandører i det norske markedet. Mange strømleverandører selger avtaler til både husholdninger og næringsliv. Noen selger kun til bedriftsmarkedet, andre kun til husholdningsmarkedet. Noen selger i hele landet, mens andre selger bare avtaler innenfor et budområde, eller innenfor bestemte kommuner.

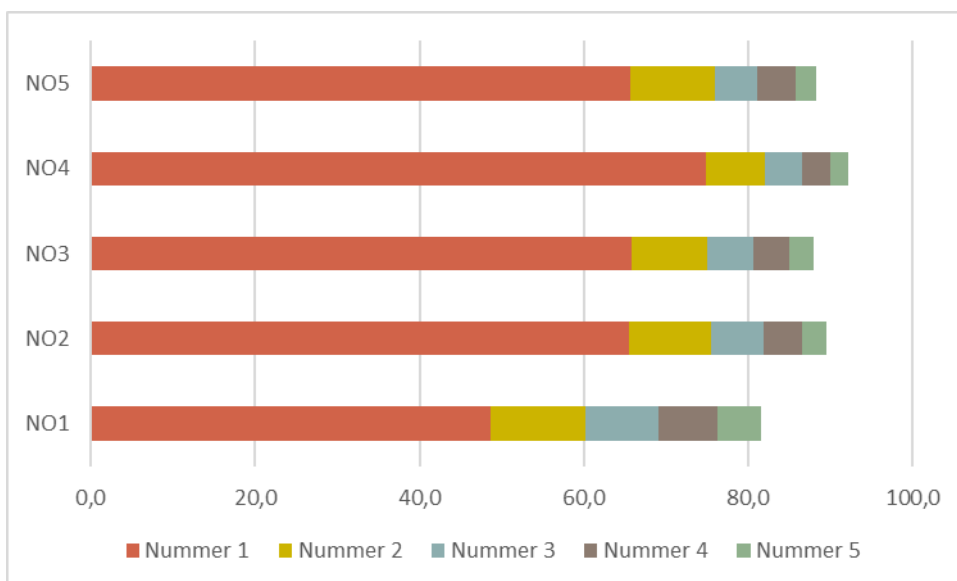
NVEs statistikk over sluttbrukermarkedet³⁷ viser at det er jevnt om lag 6-700 000 leverandørbytter i året i sluttbrukermarkedet. Leverandørbytte er klart høyest i vintermånedene. 2021 og 2022 hadde begge høyt antall bytter mot slutten av året, da det var stor prisstigning. Bytteprosenten – hvor stor andel av kundene som bytter leverandør – har de siste årene vært omtrent 20-25 prosent for husholdningskunder og 10-12 prosent for næringskunder. Tallene for 2021 og 2022 skiller seg ikke ut i denne statistikken. Så langt i 2023 har antallet bytter vært under nivået de foregående årene.

³⁷ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/publikasjoner-og-data/statistikk/statistikk-over-sluttbrukermarkedet/>

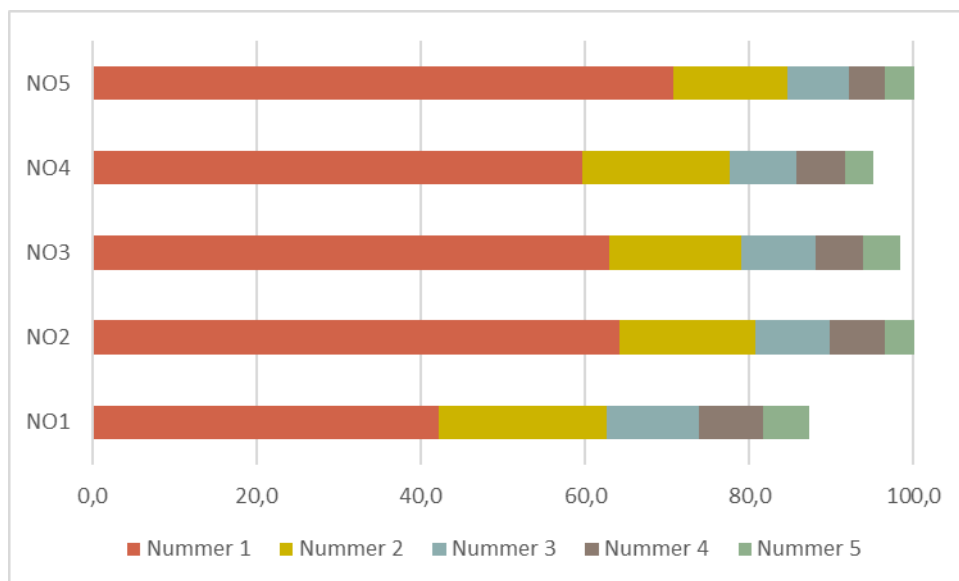


Figur 8-3 Leverandørbytter per måned (Kilde: NVE)

Til tross for mange leverandørbytter, har markedsandelene for de største leverandørene i de ulike budområdene vært stabilt høye de siste årene. Markedsandelen for største og nest største leverandør er svært forskjellig, både i husholdningssegmentet og blant næringskunder. Sluttbrukermarkedet er preget av noen få virkelig store leverandører og mange små. Dette gjelder spesielt næringskunder, der markedsandelen for de fem største aktørene for flere av budområdene blir opp til eller lik 100 prosent.



Figur 8-4 Markedsandeler for de største leverandørene, husholdningsmarkedet (Kilde: NVE)



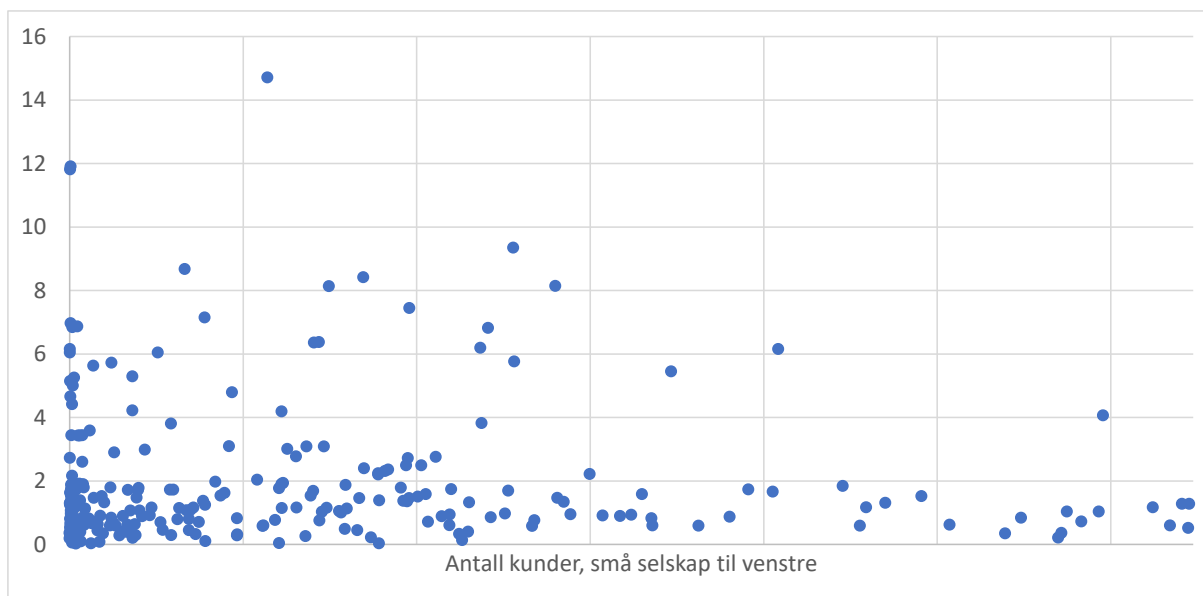
Figur 8-5 Markedsandeler for de største leverandørene, bedriftsmarkedet (Kilde: NVE)

For å belyse konkurransen i sluttbrukermarkedet, har utvalget gjennomført en analyse av noe vi kan kalle forenklet bruttomargin for strømleverandører. Dette er ikke det samme som fortjeneste eller overskudd, men kan forstås som brutto salgsinntekter fratrukket et forenklet anslag på kostnader til kjøp av kraft. Den forenklete bruttomarginen skal dekke strømleverandørens kostnader knyttet til balanseansvaret, driften av virksomheten (lønn, handelskostnader, med videre) og kapitalkostnader.

Analysen er basert på tall som RME hvert år innhenter fra alle selskap med omsetningskonsesjon. Utvalget har fått tilgang til data for salgsinntekter og volum fordelt på kundegrupper og landsdel for årene 2018 til 2021. Salgsinntekter må forstås som summen kundene betaler, fratrukket offentlige avgifter – det vil konkret bety kraftprisen i henhold til avtale med kunden, inkludert påslag og eventuelle tilleggstjenester. Salgsinntektene er dividert med volumet, og det gir en gjennomsnittlig utsalgspris per selskap, kundegruppe og landsdel. Den forenklete bruttomarginen for hvert selskap er beregnet som gjennomsnittlig utsalgspris fratrukket gjennomsnittlig spotpris i landsdelen. Vi har deretter uttrykt relativ bruttomarginen som andel av utsalgspris.

Utvalget har fått tilgang til data for årene 2018 til 2021, og har for hver kundegruppe og region beregnet gjennomsnittlig relativ bruttomargin per år. Basert på dette har vi definert normalisert bruttomargin som det enkelte selskaps relative bruttomargin som andel av den gjennomsnittlige. En strømleverandør som har bruttomargin lik gjennomsnittet vil da få en normalisert bruttomargin lik 1.

Før vi har plottet resultatet i figuren nedenfor, har vi tatt vekk de største og de minste selskapene.



Figur 8-6 Normalisert bruttomargin, utvalg av norske strømleverandører (Kilde: Strømprisutvalget, data fra RME)

Det er verdt å merke seg noen feilkilder i datagrunnlaget før vi ser nærmere på hva analysen forteller. Sannsynligvis inneholder salgsinntektene betaling for tilleggstjenester, for eksempel knyttet til lading av elbil, forsikring eller tilgang til bestemte apper. En del av salgsinntektene kommer temmelig sikkert fra fastprisavtaler. Ettersom vi sammenligner salgsinntekter med spotpriser, burde salgsinntekter fra slike avtaler vært trukket fra. Manglende korreksjon for fastprisavtaler kan isolert sett bety at variasjonen er undervurdert. Samlet kan disse feilkildene bety at variasjonen i normalisert bruttomargin i virkeligheten kan være mindre enn Figur 8-6 viser.

Analysen tyder på at bruttomarginen avtar med leverandørens størrelse, men også blant de som ikke er spesielt små er det selskap med vesentlig høyere bruttomargin enn gjennomsnittet. Mange selskaper ligger tett over og under gjennomsnittlig bruttomargin. Dette tyder på at det er stor konkurranse i markedet, og at det for kunder med dyre avtaler er mange muligheter til å bytte til en billigere avtale. Samtidig er det likevel en del leverandører med vesentlig høyere bruttomargin enn gjennomsnittet, noe som kan tolkes som en indikasjon på at en del kunder har relativt dyre avtaler. Det kan være flere årsaker til dette, som vi kommer nærmere inn på i drøftingen av markedssvikt nedenfor.

8.6 Avtaler i sluttbrukermarkedet for strøm

Det finnes flere ulike typer avtaler man kan inngå for sitt strømforbruk. I hovedsak er forskjellen knyttet til selve kraftprisen og vilkårene for å endre prisen:

- Spotprisavtale – strømprisen skal (i henhold til avregningsforskriften³⁸) være spotprisen i kundens budområde time for time
- Fastprisavtale – strømprisen er fast (kan ikke endres) per kWh for hele forbruket for en avtalt periode
- Variabel prisavtale (ofte kalt standard variabel) – leverandøren setter en pris som er fast inntil videre, men kan endres med minst 30 dagers varsel, for eksempel basert på spotprisutviklingen

³⁸ FOR-1999-03-11-301, Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.

Variabel pris gir mer forutsigbarhet enn spotprisavtale, samtidig som avtalen følger markedsutviklingen. Navnet 'standard variabel' henger sammen med at før vi hadde timesmåling av husholdningene var dette om lag så nær selve timeprisene det var meningsfylt å avtale. Avtaletypen var den gang standard-avtale med mindre man avtalte noe annet. Inntil nylig kunne prisen endres med 14 dagers varsel, men det er nå endret til 30 dagers varsel. For strømleverandører er det en vesentlig utfordring at det er vanskelig å finne effektiv risikoavlastning i fremtidsmarkedet for en løpende 30-dagers periode. Flere aktører må derfor selv beregne risikopremien som de må bake inn i kraftprisen. Disse avtalene har fått kritikk for å være vanskelige å forstå, ikke gi tilstrekkelig prissikring og gi høyere kostnad enn spotprisen over tid. Forbrukerrådet har frarådet denne typen avtaler. Bransjen selv fremhever at målet med avtalene ikke er å slå spotprisen, men å gi en form for kortsiktig prissikring. Etter innføringen av 30-dagers varslingsplikt har imidlertid kompleksiteten og risikoen i produktet økt for strømleverandørene, og tilbudet av slike avtaler i all hovedsak bortfalt.

Siden spotprisavtaler følger engrosmarkedsprisen, antas det normalt at en slik avtale gir lavest kostnad totalt sett over tid.

En fastprisavtale innebærer at prisen for en periode framover i tid settes lik en prisforventning pluss et risikopåslag fra leverandørens side, som forklart i kapittel 6.7.1. Prisforventningene vil være basert på fremtidsmarkedet for strøm, som strømleverandørene må handle i for å selv kunne sikre innkjøp av kraft til en gitt pris framover. Selv om fastprisen er basert på en prisforventning, vil ikke markedet utvikle seg nøyaktig i tråd med denne forventningen. Fastprisen vil derfor være annerledes enn den løpende markedsprisen – den kan være høyere eller lavere i perioder. Man kan ikke forvente å kunne "slå" markedet og spotprisen med en slik avtale, men det er heller ikke gitt at fastpris blir dyrere enn spotpris. De fleste som velger fastprisavtaler, legger vekt på at det gir forutsigbarhet mot at de betaler en form for forsikringspremie. Kundene må derfor avveie behovet for å få en fast og forutsigbar pris opp mot muligheten for at man kan ha perioder der fastprisen er høyere enn den løpende markedsprisen.

For fastprisavtaler av denne typen (fast pris for hele forbruket), er leverandørenes største utfordring at kundens forbruk ikke er konstant over døgnet og at det dermed er ulikt volum i de ulike timene, mens avtalene de kan bruke for å prissikre seg i fremtidsmarkedet har samme volum i alle timer. Denne profilrisikoen, som også gjelder avtaler med variabel pris, er derfor ikke mulig å sikre i fremtidsmarkedet. Denne risikoen må leverandørene prise inn i avtalene.

Forbrukerrådet har tradisjonelt forklart at spotpris er billigst over tid og anbefalt kunder dette. Nå fremhever Forbrukerrådet at man historisk sett har kommet best ut med spotprisavtale, men peker på at prisutviklingen de siste årene har vært overraskende og at det er vanskelig å vurdere utviklingen framover og at dersom man ønsker å forsikre seg mot svingninger og fremtidige pristopper, kan fastpris være et godt alternativ.³⁹

En barriere for å inngå fastprisavtaler er at det er et vanskeligere marked å overskue for en forbruker. Ved en spotprisavtale vet kunden at prisen skal være basert på den løpende markedsprisen. Ved inngåelse av fastprisavtale vil imidlertid prisnivået avhenge av langsiktige prisforventninger. I teorien kan kundene sammenligne avtaleprisen med prisene i fremtidsmarkedet ved tidspunkt for avtaleinngåelse, men for husholdningskunder og en rekke bedriftskunder vil dette være lite tilgjengelig informasjon. Profilrisikoen gjør også at sammenligningen blir lite presis, selv om kunden har oversikt over fremtidsmarkedet. Det er derfor større informasjonsasymmetri ved inngåelse av en

³⁹ <https://www.forbrukerradet.no/forside/bolig/strom/sjekkliste-for-du-velger-stromavtale/>

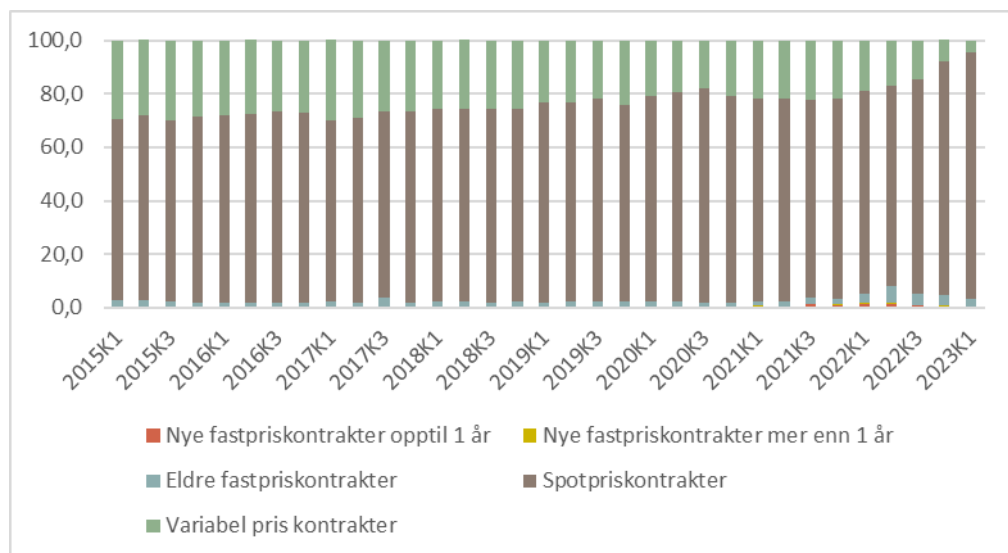
fastprisavtale enn ved en spotprisavtale. Det blir desto viktigere at kundene kan sammenligne prisnivået i samme type avtaler fra ulike leverandører.

8.6.1 Strømvavtaler til husholdningskunder

For husholdningskundene har spotprisavtaler vært det dominerende alternativet, og er det fortsatt. Statistikken viser at andelen kunder med spotpriskontrakter har økt det siste året, spesielt på bekostning av avtaler med variabel pris.

Selv om det finnes et tilbud av fastprisavtaler, har etterspørselen etter disse avtalene vært lav i lang tid. Kun en svært liten andel av husholdningene har hatt fastprisavtale. Dette skiller seg fra andre land. Ifølge THEMA (2022) er det langt høyere etterspørsel etter fastprisavtaler i Sverige og Finland. Andel fastprisavtaler for husholdninger i Sverige var på overkant av 25 prosent i juni 2022, mens andelen for norske husholdninger var på rundt 5 prosent. Få norske husholdninger har også inngått nye fastpriskontrakter etter prisstigningen. I kapittel 8.7 beskrives nedgangen i tilbudet av fastprisavtaler fra sommeren 2022.

En variant av bruk av prissikring i husholdningsmarkedet er avtaler der man betaler løpende spotpris, men leverandøren glatter ut betalingen over året og setter et månedlig beløp basert på forventning om forbruk og prisutvikling. Beløpet justeres når prisnivået i markedet endres vesentlig. Kunden vil da ha en saldo for strømkostnadene som er i pluss eller minus i avtalen, typisk vil man betale mer om sommeren enn det forbruket faktisk koster, mot at man betaler tilsvarende mindre om vinteren. RME har kritisert denne typen avtaler for å tilsøre hva prisen faktisk er og for at de i praksis fungerer som et forbrukslån. I tillegg har RME vist til at de fleste av disse avtalene har vært i strid med avregningsforskriftens § 7-1 b som krever at strømfakturaen skal være basert på regelmessig avlesing av forbrukernes strømmåler, og at forskuddfakturering av strøm er begrenset til 10 uker fram i tid. RME har derfor vedtatt at en rekke leverandører avviker tilbudet.

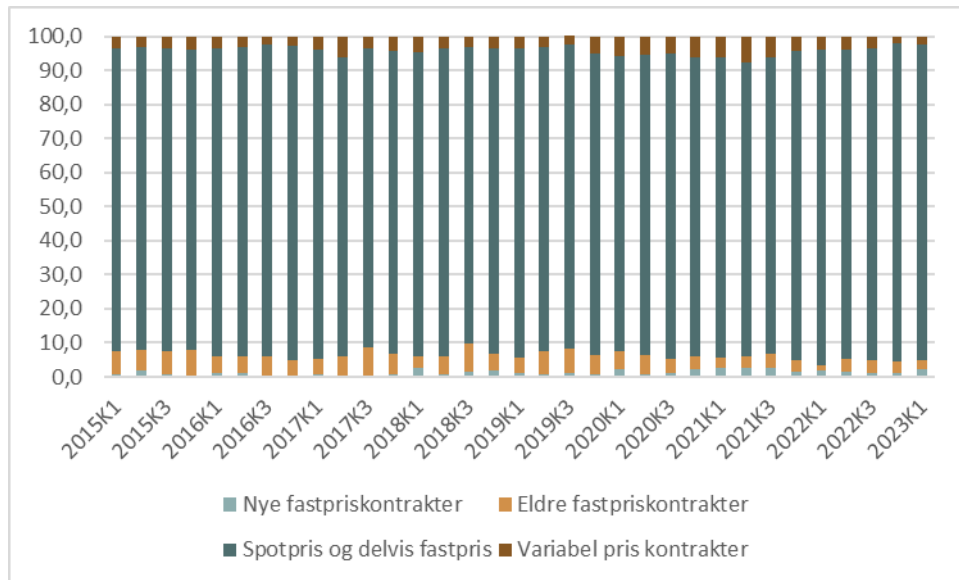


Figur 8-7 Kontraktstyper i husholdningsmarkedet (Kilde: NVE)

8.6.2 Strømvavtaler til næringslivet, frivillig og kommunal sektor

For vanlige kunder utenom husholdningene – næringslivet, frivillig og kommunal sektor – er utgangspunktet de samme kontraktstypene som for husholdningene; spotpris, fastpris og variabel pris. Men i dette segmentet er det også utbredt å ha en strømvavtale som kombinerer spotpris og fastpris, såkalte forvaltningsprodukter. Disse gir prissikring for deler av volumet av kunden kjøper, normalt 70 prosent av volumet, mens resterende deler av kjøpet gjøres til spotpris. Statistikk-

grunnlaget på dette feltet er mangelfullt. I SSBs statistikk over strømvavtaler for næringslivet blir forvaltningsprodukter registrert som spotprisavtaler, selv om de kan inneholde store elementer av fastpris. SSBs statistikk viser imidlertid hvor stor andel av næringslivet, utenom kraftintensiv industri, som har fastprisavtaler med 100 prosent sikring per i dag. Ut fra statistikken ser vi at andelen kontrakter med variabel pris har falt også i næringslivet.



Figur 8-8 Kontraktstyper til næringslivet og andre virksomheter, utenom kraftintensiv industri (Kilde: SSB)

Fornybar Norge har spurt store aktører i bedriftsmarkedet hvor utbredt det er med prissikring hos bedriftskundene. Leverandørene opplyser at prissikring i bedriftsmarkedet har vært utbredt lenge, og flere store strømleverandører opplyser at så mye som 50 til 70 prosent av deres næringskunder har en form for prissikring. Ett selskap har opplyst vesentlig lavere tall enn dette.

Volumet som er prissikret er imidlertid lavere enn 50 til 70 prosent av porteføljen til leverandørene, da dette i stor grad er prissikring i form av forvaltningsprodukter der ikke hele volumet er prissikret. Typisk er sikringsgraden i "leveringsåret" høyere enn for årene fremover. Tidshorisonten på forvaltningsproduktene varierer, men selskapene opplyser om en tidshorisont som varierer fra 6 måneder og opp til 5 år.

En del næringslivskunder har valgt å ikke prissikre sitt strømforbruk. Det er ikke mulig å si noe bransjespesifikt om hvem som har valgt å ikke ha prissikring, men generelt er det kunder med lite forbruk der kostnaden til strøm ikke har vært en avgjørende faktor for selskapet. Det er også noen store kunder som har basert seg på ren spotprisavtale. For disse kundene økte selvsagt strømkostnadene i 2022 betydelig.

Noen strømleverandører registrerer økt interesse for prissikring i 2023, men påpeker at det har blitt inngått færre slike avtaler i høyprisperioden. Leverandørene påpeker at høyprisperioder generelt er en krevende tid for prissikring, siden også svært langsiktige priser framover preges av det høye prisnivået på kort og mellomlang sikt. Dersom bedriftskundene har tilstrekkelig handlingsrom velger de gjerne å foreta prissikring i perioder der prisene oppfattes som gunstige.

8.6.3 Prissikring hos store strømforbrukere

Flere store forbrukere innenfor kraftintensiv industri inngår bilaterale kraftkjøpsavtaler direkte med kraftprodusentene. Minst 90 prosent av kraftforbruket hos denne type industri dekket opp gjennom lange avtaler (Norsk Industri 2022). Bedriftene kan også ha deler av forbruket sitt i spotmarkedet.

Langsiktige kraftavtaler har ulik varighet, noen avtaler har en kjøpsperiode på 20 år. Det finnes ingen offentlig statistikk over disse avtalene.

Myndighetene har tilrettelagt for denne type avtaler gjennom unntak i grunnrentebeskatningen for kraftprodusentene ved inngåelse av lange kraftavtaler på 7 år eller mer, kapittel 8.6.4.

Avtalene gir kraftprodusentene en sikker inntekt over tid, mens kunder som forbruker store volum strøm sikres forutsigbarhet om en av de viktigste driftskostnadene.

Ved forhandling av en bilateral avtale over mange år finnes det i liten grad noen referansepris i de finansielle markedene, som har størst likviditet de nærmeste to til tre år. Som for fastprisavtaler generelt er prisnivået i avtalene basert på forventet utvikling i fremtidige spotpriser og graden av risikoaversjon, men da i større grad en langsiktig prisforventning enn fremtidsmarkedet. Økt prisnivå og økt uforutsigbarhet i kraftmarkedet fører til økte priser også ved inngåelse av langsiktige kraftavtaler.

8.6.4 Tilrettelegging for langsiktig prissikring –kontraktsunntak for grunnrenteskatt og EKSFIN garantiordning

Grunnrenteskatt

Grunnrente kan forstås som meravkastning utover normalavkastning og er typisk knyttet til bruk av begrensede naturressurser. Skattlegging av grunnrente vil, hvis skatten er hensiktsmessig utformet, ikke føre til skattemotiverte tilpasninger blant aktørene. Fordi skattetrykket er høyere for aktiviteter som omfattes av grunnrenteskatt enn annen aktivitet, benyttes det normpriser ved fastsettelse av grunnrenteskatt. Uten bruk av normpriser kunne skatteyter unngått grunnrenteskatten, for eksempel ved å selge til eget selskap til en pris som ikke gir overskudd.

Som hovedregel brukes spotprisen på kraft når grunnrenteskatten beregnes for vannkraft. Mer- eller mindreinntekter fra fastprisavtaler eller andre prissikringer vil da ikke inngå i grunnrenteskatten. En effekt av at normprisen settes til spotpris er at en kraftprodusent som ønsker sikkerhet for fremtidige inntekter etter skatt, må ta hensyn til grunnrenteskatten og *ikke* prissikre den delen av produksjonen som grunnrenteskatten utgjør. Med gjeldende grunnrenteskattesats kan en produsent oppnå en fremtidig inntekt etter skatt som er uavhengig av spotprisen ved å prissikre 42,3 prosent av produksjonen.⁴⁰

Det er per dags dato enkelte unntak fra denne regelen. To av unntakene gjelder langsiktige kontrakter med industri og næringsliv. Gjennom disse sikrer en seg at det er samsvar mellom salgsinntekt og skattepliktig inntekt for alt kraftsalg som er omfattet av disse kontraktsunntakene. Uten unntakene kunne salg av slike kontrakter medført en skatterisiko for selger, som eventuelt ville gjort avtalene dyrere. For å motvirke dette blir kraftprodusentene skattlagt til den faktiske prisen i avtaler som omfattes av unntaket.

⁴⁰ Produsentene står foruten prissisiko også overfor volumrisiko. Dersom de visste eksakt hvor stor produksjon de kom til å få de neste årene, kunne de prissikre 42,3 prosent av dette volumet og ikke bekymret seg for spotprisen på kort sikt. Utfordringen med volumrisiko er uavhengig av grunnrenteskatten. Vi kan tenke oss to produsenter med nøyaktig like stor forventet produksjon; 1000 GWh. Den ene ønsker å unngå eksponering mot spotpris for hele det forventede volumet, og må da selge seg fastprisavtaler tilsvarende 423 GWh. Resten må selges i spotmarkedet for å minimere skatterisikoen. Den andre produsenten ønsker eksponering mot spotpris for halvparten av den forventede produksjonen, og selger da 211,5 GWh på fastprisavtaler. Det tilsvarer 42,3 prosent av 500. Hvis faktisk produksjon ender på 1000 GWh, vil begge ha fått akkurat den spotpris-eksponeringen de ønsket seg. Hvis faktisk produksjon blir lavere eller høyere enn forventet, vil begge ha den samme relative eksponeringen mot spotpris.

Unntakene løser blant annet utfordringer knyttet til at næringslivets etterspørsel etter sikring er sporadisk og at likviditeten i terminmarkedet ikke er spesielt god. Dersom produsentene allerede har prissikret ønsket volum når kundene etterspør sikring, kan produsentene komme til å prissikre mer enn skattenøytralt volum og slik sett pådra seg skatterisiko. Alternativt må tilbud om prissikring baseres på lite likvide fremtidskontrakter for områdepriser. Med unntakene kan tilbud til bedriftene baseres på produsentenes egen produksjon, uten skatterisiko.

Det første unntaket er for salg av kraft på lange avtaler til kraftintensiv industri. Det gjelder for avtaler inngått med kraftintensiv industri der avtaleperioden er minst 7 år og totalt volum i avtalen er minst 150 GWh. Kraftintensiv industri er definert som produksjon av kjemiske produkter, farmasøytisk industri, metallproduksjon og produksjon av elektrisk utstyr. Regjeringen sendte i juni 2023 på høring forslag om at kravet om varighet skal reduseres til 3 år, og foreslo en slik endring i forbindelse med statsbudsjettet for 2024.

1. januar 2023 ble et tilsvarende unntak om beskatning til kontraktspris midlertidig innført for fastprisavtaler til næringslivet, der avtalene er på fast (avtalt) volum og med avtalevarighet på enten 3, 5 eller 7 år. Unntaket innebærer at grunnrenteskatten for slike avtaler baseres på fastprisen, og ikke spotmarkedspris, som er hovedregelen. Kraftprodusentene har til nå solgt slike avtaler gjennom en strømleverandør, men regelverket åpner også for salg direkte fra produsent. Bedriftene kan i utgangspunktet få en fastprisavtale gjennom en strømleverandør uten at denne har noen skatterisiko som prises inn i avtalen. For lange kontrakter kan det imidlertid være begrensninger i det ordinære fastprisavtalemarkedet som gjør at kjøp direkte fra produsentene er et alternativ. De fleste vanlige bedrifter vil imidlertid ikke kunne inngå en bilateral forhandling med en kraftprodusent. Grunnrenteskatteunntaket for fastprisavtaler tilrettelegger derfor for prissikring gjennom kjøp fra kraftprodusentene, både gjennom at kraftprodusentene tilbyr slike avtaler og som alle type bedrifter kan kjøpe, og også gjennom å skape et mer åpent marked kundene kan forholde seg til.

Det nye fastprismarkedet er i utvikling. Per april 2023 hadde 370 bedrifter inngått fastprisavtaler innenfor dette rammeverket, noe som er en liten andel av de bedriftene som må anses å være aktuelle for å inngå en slik fastprisavtale. Avtalene har fått kritikk for at de har krevd at bedriftene må kjøpe et fast volum time for time over hele døgnet, og selge/kjøpe kraft i spotmarkedet ved under/overforbruk sammenlignet med avtalen. Dette gjør at bedriftene blir eksponert for svingninger i spotprisen også innenfor fastprisavtalen. Dette kan ha virket inn på etterspørselen. I tillegg har prisnivået vært høyt gjennom vinteren, og en del strømkunder kan da ønske å vente med å inngå fastprisavtaler til prisnivået anses som mer normalt, jf. ovenfor, i tillegg til at en rekke bedrifter allerede har inngått andre former for prissikringsavtaler.

I mai kom imidlertid de første avtalene fra Statkraft og Skagerrak Energi med bedriftstilpassede profiler, der man kan kjøpe kraft med hovedvekt av volumet når bedriften har produksjon. Tilbudet er så langt begrenset, og det er uklart når eventuelt flere aktører begynner å tilby tilsvarende produkter.

EKSFIN-garantiordning

Eksportfinansiering Norge (EKSFIN) administrerer en garantiordning rettet mot norske industribedrifter med stort behov for kraft. I ordningen kan bedriftene kjøpe garantier for oppfyllelse av vilkår i kraftkontrakter. Hensikten med ordningen er å gjøre det lettere for industribedrifter å inngå lange kontrakter. EKSFIN kan gi garantier både til kraftselger, som sikres mot kjøpers manglende oppfyllelse av kraftavtalen, og til banker eller andre långivere, og sikre krav på tilbakebetaling av lån kjøper har tatt opp til inngåelse av avtalen. Bedriftene kjøper garantiene fra EKSFIN på ordinære forretningsmessige vilkår.

Kategoriene av næringer som kan benytte seg av ordningen overlapper med næringene i grunnrenteskatteunntaket, men ikke helt: garantiordningen retter seg mot selskaper innenfor trelast og trevare, treforedling, kjemiske produkter og metaller. Virksomhetene må ha et årlig kraftforbruk på minst 10 GWh og kraftavtalen må ha et samlet volum på minst 35 GWh.

8.7 Er det markedssvikt i sluttbrukermarkedet for strøm?

Et velfungerende marked gir kostnadseffektive løsninger og effektiv bruk av ressursene. Dette kan teoretisk sett oppnås gjennom fullkommen konkurranse. Virkelige markeder byr sjelden på fullkommen konkurranse – i praksis er som regel en eller flere av de teoretiske forutsetningene for fullkommen konkurranse ikke oppfylt. Generelt kalles dette markedssvikt. Markedssvikt gjør at prisene i markedet ikke fullt ut reflekterer de underliggende kostnadene og kundenes betalingsvilje.

I en rapport om det norske sluttbrukermarkedet pekes det på at sluttbrukermarkedet for strøm har en rekke kjennetegn som legger til rette for velfungerende priskonkurranse; homogene (ensartede) produkter, mange tilbydere, lave etableringsbarrierer i tillegg til at byttekostnadene for forbrukerne er nærmest ikke-eksisterende (Oslo Economics 2021). Dette skulle tilsi at prisene til de ulike tilbyderne dekker kostnadene for de mest effektive leverandørene, men ikke noe mer.

I praksis er det imidlertid ikke slik. Sluttbrukermarkedet for strøm har fått kritikk for at det er vanskelig for forbrukerne å sammenligne informasjon om ulike avtaler, og at enkelte leverandører har tjent meget godt på å selge avtaler kundene ikke overskuer konsekvensene av.

8.7.1 Markedssvikt sett fra leverandørsiden

EU-kommisjonen fikk i 2021 laget en rapport om sluttbrukermarkedene for energi i Europa, der de undersøker i hvilken grad tilbydere møter etableringsbarrierer i ulike sluttbrukermarkeder for gass og elektrisitet (Lewis, et al. 2021). Ifølge rapporten er de fem viktigste barrierene i) vertikalt integrerte markedsaktører ii) lav forbrukerbevissthet og interesse, iii) usikkerhet rundt utvikling av digitalisering, iv) usikkerhet rundt regulatoriske rammebetingelser og framtidig utvikling av disse, og v) til slutt strategisk adferd hos markedsaktørene. For strøm kommer det norske markedet svært bra ut på "barriereindeksen", se Figur 8-9. Rapporten trekker frem at felles for de landene som kommer best ut er at det ikke er noen regulering av sluttbrukerpriser samt at prosessen for å få tillatelse til å bli aktør i markedet er relativt ubyråkratisk.

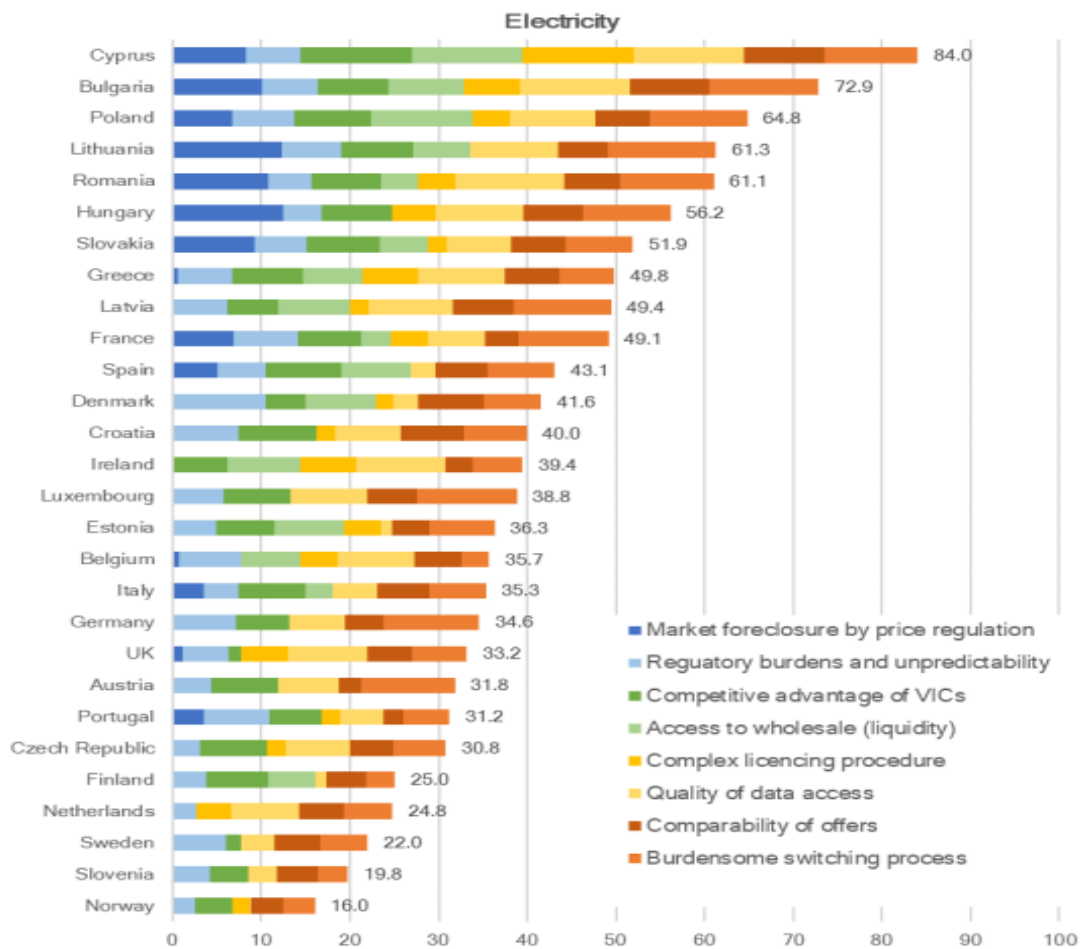
Rapporten fremhever videre at det norske sluttbrukermarkedet stort sett er velfungerende, med mange tilbydere, høy bytterate for avtaler og en proaktiv regulator (RME). Det trekkes også fram at det norske markedet er ansett som et av de mest utviklede og effektive i Europa, og at sluttbrukerprisene er både dynamiske og i svært stor grad reflekterer den underliggende markedsprisen. Samtidig som det er ansett som et attraktivt marked for nyetableringer, pekes det på at det er relativt få nye tilbydere, og spesielt aktører etablert utenfor Norge, som får fotfeste som leverandører i sluttbrukermarkedet.

Lewis, et al. (2021) identifiserer to vesentlige barrierer for tilbydere i det norske sluttbrukermarkedet for strøm:

- *Strategisk oppførsel i markedet:* Selv om det norske sluttbrukermarkedet har mange leverandører, er det også mange områder som er dominert av en lokal leverandør som har vært integrert med det lokale nettselskapet - dette samtidig som nettselskapene også ofte har levert andre tjenester, som ladeinfrastruktur for el-kjøretøy. Rapporten fremhever imidlertid at denne barrieren i stor grad ble løst med det nye regelverket om selskapsmessig

og funksjonelt skille for nettselskap som tråde i kraft i 2021⁴¹. Fra og med 1. juli 2023 er imidlertid nettselskap med færre enn 100 000 kunder fritatt fra kravet om funksjonelt skille. Dermed er disse endringene i praksis reversert for de fleste nettselskap. RME krever imidlertid fortsatt at det skal være eget navn på nettselskapet. Rapporten peker også på at det at lokalt nettselskap og lokal strømleverandør er i samme konsern, kan gjøre at kunder i mindre grad har tillit til andre strømleverandører i samme område.

- **Usikkerhet rundt digitalisering og ny teknologi:** Endringer på teknologisiden i strømmarkedene krever at det regulatoriske rammeverket for markedet endres i takt med utviklingen. En oppfatning om sen oppfølging fra myndighetene fører til usikkerhet for leverandørene om utvikling av tjenester og produkter. Rapporten fremhever at den norske regulatoriske prosessen er relativt stabil, men sier også at å fastsette en tidsplan for utvikling av regelverk kan motvirke usikkerheten hos markedsaktørene.



Figur 8-9 Etableringshindringer for strømleverandører (Kilde: Lewis, et al (2021))

Samlet ser det ut til at det er liten grad av markedssvikt for leverandørene i markedet. Det at enkeltaktører har høy markedsandel er ikke nødvendigvis en markedssvikt. Størrelse kan være resultatet av at kundene gjør bevisste valg om å bruke bestemte leverandører, for eksempel fordi de er best med tanke på avtaletilbud, tjenester og kundeservice. Men dersom det er en form for "stivhengighet" i valg av strømleverandør kan dette føre til markedssvikt i form av at kunder velger

⁴¹ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>

bort alternativer som hadde vært bedre, og det blir vanskeligere for nye aktører å etablere seg i markedet. Det er allerede innført krav om at nettselskaper som er tilknyttet et selskap som leverer strøm skal ha eget navn og logo, men det kan være rom for flere informasjonstiltak om strømvtaler for å synliggjøre alternativer.

8.7.2 Markedssvikt for forbrukernes tilpasninger

Sluttbrukermarkedet for strøm har møtt kritikk fra forbrukersiden. Forbrukerrådet uttalte i januar 2023 at henvendelsene de fikk om strøm økte med 70 prosent i 2022, og at antall klager om strøm til Elklagenemnda ble doblet til over 1200. Forbrukerrådet mener at det er vanskelig for kundene å skjønne avtalene i markedet. I en undersøkelse for 2022 oppga 40 prosent av forbrukerne at de en eller flere ganger hadde følt seg lurert når de kjøper strøm (Forbrukerrådet 2022).

SIFOs gjennomgang viser at 21 prosent av de spurte ikke vet hva slags strømvtale de har (Tangeland, et al. 2022). Samtidig oppgir 33 prosent av de har byttet strømvtale siste året, og at den viktigste årsaken til å bytte er sammenligning av avtaler på nettside for prissammenligning. 50 prosent oppgir også at det er svært eller ganske enkelt å forstå informasjonen i strømrregningen.

Det samlede informasjonsproblemet i sluttbrukermarkedet for strøm synes å være relativt fremtredende sammenlignet med andre abonnementsmarkeder, spesielt når det gjelder omfang av endringer i avtalevilkår og praksis for varsling av disse endringene (Oslo Economics 2021). Siden utredningen ble gjennomført har det imidlertid blitt gjort ulike tiltak for å bedre informasjonstilgangen for forbrukerne. Rapporten identifiserer følgende hovedutfordringer for forbrukerne:

- Begrenset interesse og bevissthet om produktet og prisen.
- Vanskelig å orientere seg blant mange strømlleverandører og avtaletyper
- Utfordrende å sammenligne priser og avtalevilkår, på grunn av ulike priselementer, tilleggstjenester varianter av samme avtaletype
- Vanskelig for kunden å forutse priser og vilkår på lengre sikt og dermed utfordrende å finne en avtale som er god over tid, blant annet fordi avtalevilkår kan endres kort tid etter avtaleinngåelse
- Vanskelig å få med seg (registrere og ta stilling til) endringer i avtalevilkår
- Avtaler selges ofte i kanaler som gir kunden begrenset informasjon på kjøpstidspunktet, som telefonsalg og stands
- Den offentlige prissammenligningstjenesten har ikke fungert optimalt

Oslo Economics (2021) peker på at informasjonsproblemer for kundene kan føre til høye markedsføringskostnader for tilbyderne. Dette kan trekke prisene oppover, og for kundene kan det være vanskelig å orientere seg i de ulike avtalene i markedet. Rapporten anbefaler overordnet følgende tiltak for forbedring av markedet:

- Presisering av dagens regelverk for å redusere usikkerhet og tolkningsrom
- Styrket håndheving og sanksjonering for å redusere aktørenes insentiver til ulovlig handelspraksis
- Bedre informasjonsgrunnlag til kundene

Etter at rapporten ble lagt frem, har det blitt truffet flere tiltak for å utbedre disse problemstillingene:

- Med endringer i prisopplysningsforskriften (2022) kom blant annet:

- krav om beskrivelse av avtaler i markedsføringen – som type avtale, obligatoriske priselementer, beregningsmetode for spotpris, varighet, tilleggstjenester mv.
- krav til prisliste – priser og vilkår for alle avtaler strømleverandøren tilbyr
- krav til varsling ved endring eller opphør av strømvavtale – pris (ikke spotpris) og andre priselementer
- Med endringer i avregningsforskriften (2022) kom det krav om hvordan informasjon på strømfakturaen fremstilles, med spesifisering av alle produkter og priselementer, og også opplysninger om avtalen og avtalens varighet

Bransjeorganisasjonene Fornybar Norge og Distrikts Energi har også initiert sertifiseringsordningen *Trygg strømhandel*, som stiller kvalitetskrav til strømleverandørene og dermed kan være til hjelp for kundene når de skal velge strømleverandør. Ordningen inneholder krav knyttet til salgsaktiviteter, selgeres kompetanse, produktfremstilling, merking av kampanjetilbud, åpenhet om priselementer mv. Kravene går generelt lenger enn de offentligrettslige krav til strømleverandørene. Sertifiseringen gjennomføres av DNV.

Behovet for innstramminger i markedet framstår imidlertid ikke borte med disse tiltakene. Strømleverandørene ligger høyt på statistikker over henvendelser og klager hos forbrukermyndighetene, og det dukker stadig opp eksempler på kunder som har kjøpt eller blir fakturert for tilleggstjenester de ikke trenger eller kunder som ikke har forstått avtalevilkårene i strømvavtalen. Forbrukertilsynet gjennomførte i mars 2023 en kontroll av praksis i de største leverandørene opp mot regler om forbrukervern og prisopplysning. Kontrollen avdekket lovbrudd hos alle de 20 største strømleverandørene. Regjeringen varslet i september 2023 at den i løpet av høsten vil sende ut høringsforslag om lov- og forskriftsendringer som skal bidra til et mer forbrukervennlig strømmarked. Tiltakene skal redusere informasjonsskjevhet og gjøre det enklere for forbrukerne å orientere seg i strømmarkedet. Olje- og energiministeren varsler også at det jobbes med tiltak for sanksjonsmuligheter overfor strømleverandører, etter forslag fra RME.

8.8 Markedet for fastprisavtaler og prissikring

Normalt sett finnes det tilbud av fastprisavtaler i det norske sluttbrukermarkedet for strøm, både til næringsliv og husholdninger. En analyse publisert juni 2022 viser at de fleste store strømleverandørene i Norge, Sverige og Finland tilbyr en form for fastprisavtale (THEMA 2022). Tilbudet av avtaler varierer med hensyn til lengde på avtalene, men de fleste tilbyr ett-, to- og treårskontrakter.

Sommeren 2022 ble det imidlertid en brå nedgang i tilbudet av fastprisavtaler i det norske markedet. En rekke leverandører vurderte risikoen i engrosmarkedet som så høy at de inntil videre ikke ville tilby slike avtaler.

8.8.1 Sammenhengen mellom fastprisavtaler og fremtidsmarkedet

Ved salg av fastprisavtaler vil strømleverandører normalt sørge for at de foretar innkjøp i fremtidsmarkedet (se kapittel 6.7) som korresponderer med volumet de avtaler med sine kunder. Strømleverandørenes referansepris for fastprisavtaler er derfor prisen i fremtidsmarkedet for kraft. På den måten kan de minimere prissisiko, men de vil fortsatt være eksponert for volum- og profilrisiko, jf. forklaringen i kapittel 8.2.

Tradisjonelt sett har strømleverandørene prissikret leveransene basert på systemprisen for det nordiske markedet, fordi forskjellen mellom systemprisen og prisene i de forskjellige budområdene var lav. Den såkalte områderisikoen ble ansett som lav og priset inn i fastpristilbudene som ble gitt. De siste årene har det imidlertid oppstått store prisskjeller mellom systemprisen og noen av

budområdene, blant annet i sørlige deler av Norge. Siden likviditeten og muligheten til å handle i EPAD-markedet for å sikre områderisiko er lav, har flere strømleverandører avvirket tilbud om fastprisavtaler.

8.8.2 Markedshindringer for leverandørene

I husholdningsmarkedet er fastprisavtaler uvanlig, jf. kapittel 8.6.1. I næringslivet er prissikring mer utbredt, jf. kapittel 8.6.2. Det framstår som om den lave bruken av fastprisavtaler i husholdningene historisk sett er et resultat av mangel på etterspørsel, ikke mangel på tilbud. De siste årenes økende prisvariasjon i tid og forskjeller i områdepriser har imidlertid ført til begrensninger også på tilbudssiden.

I en rapport til RME om prissikringsmuligheter utenfor børshandel oppsummeres hovedutfordringene knyttet til prissikring slik (THEMA 2023):

- Svakere korrelasjon mellom systempris og prisene i de ulike budområdene
- Mer volatile priser innad i budområdene, og dermed økende kostnader for sikkerhetsstillelse i fremtidsmarkedet
- Endringer i skattesystemet for kraftproduksjon som igjen påvirker produsentenes prissikringsstrategier og tilbudet av fremtidskontrakter

THEMA (2022) anbefaler flere tiltak for å forbedre situasjonen fra leverandørens side, som både knytter seg til utformingen av fastprisavtaler og rammebetingelser for etterspørsel, men også i stor grad forbedringer i fremtidsmarkedet:

- Samle et antall kunder for å tegne fastprisavtaler med en strømleverandør på samme tidspunkt, slik at strømleverandøren kan prissikre et større volum samtidig
- Mer bruk av fastprisavtaler med fast volum, ikke variabelt volum som innebærer volumrisiko, gjennom bedre informasjon til forbrukerne og utvikling av et nytt forsikringsprodukt mot prissisiko
- Forbedre likviditeten i EPAD-markedet ved å koble sammen markedene for forskjellige budområder

8.8.3 Markedshindringer for forbrukerne

Den lave etterspørselen hos norske husholdninger og bedrifter må ses i sammenheng med et tradisjonelt lavt og relativt stabilt prisnivå, samt myndighetenes generelle anbefaling om å bruke spotprisavtaler. Dersom kundene gjør en informert beslutning om å bruke spotprisavtaler og ikke fastprisavtaler er ikke dette en markedssvikt, og lav etterspørsel vil være det markedsmessige riktige for disse kundene.

Sett i lys av at markedene framover vil endre seg med større grad av prissvingninger, er det imidlertid et spørsmål om forbrukerne, både husholdninger og næringsliv, i tilstrekkelig grad har grunnlag for å gjøre seg opp en mening om forventet markedsutvikling og deretter ta en slik informert beslutning. Forventninger og prognoser for utvikling i både prisnivå og volatilitet er ikke lett tilgjengelig for vanlige kunder. Mangel på tilgjengelig informasjon om utviklingen i strømmarkedet kan være derfor være en kilde til markedssvikt på forbrukersiden.

For husholdningene er det også lave insentiver til å inngå nye fastprisavtaler så lenge de mottar strømstøtte. Strømstøtten gjør at 90 prosent av kostnaden over 70 øre/kWh blir dekket av staten, og strømstøtteordningen sikrer dermed husholdningene et øvre tak for prisen så lenge ordningen varer. Å inngå en fastprisavtale bli da snarere en risiko for kunden.

For bedriftene kan det være en barriere at prisene i forvaltningsproduktene (jf. kapittel 8.6.2) ikke er tilgjengelig informasjon på samme måte som vilkårene for spotprisavtale. Bedriftsavtalene er i stor grad individuelt tilpasset, og ulike vilkår påvirker bedriftenes konkurranseevne. At betingelsene i avtalene påvirker bedriftenes konkurranseevne, gjør at disse også har en annen risikovurdering enn husholdningene. I en situasjon med store svingninger i spotprisen vil bedriftene måtte vurdere risikoen for å inngå fastprisavtale på et tidspunkt der spotprisen og også avtaleprisen er relativt høy. Dersom de inngår avtaler med høyere priser enn konkurrentene vil det svekke konkurranseevnen til bedriften. Bedriftene gjør dermed ikke bare en vurdering av forutsigbarhet, men også kostnader relativt til andre i bransjen. Denne vurderingen blir vanskelig å gjøre i en markedssituasjon med store svingninger i prisnivået. Dette er ikke en markedssvikt i sluttbrukermarkedet per se, men vil virke inn på bedrifters ønske og mulighet til å inngå fastpriskontrakter innenfor det som anses som akseptabel risiko.

For de nye fastprisavtalene under det midlertidige grunnrenteskatteregimet (se kapittel 8.6.4) har det blitt trukket fram som markedshinder at de fleste av disse avtalene har et fast volum i hver time over døgnet, og at det dermed blir vanskelig for bedriftene å vurdere totalkostnaden når de må selge strøm i timer de ikke forbruker den, og kjøpe volum de trenger utover avtalen i timer de forbruker mer.

8.8.4 Prissikring for store kraftintensive forbrukere

Som beskrevet i kapittel 8.6.3 og 8.6.4 inngår en del store kraftintensive bedrifter bilaterale avtaler med kraftprodusenter, der vilkårene i avtalene er basert på forventninger om utvikling i markedsprisene, og det er tilrettelagt for bruk av langsiktig prissikring gjennom garantiordning og særlige regler for fastsetting av grunnrenteskatt..

I tillegg til å inngå kontrakter med vannkraftprodusenter har flere industriselskaper inngått langsiktige kontrakter med individuelle vindkraftprosjekter. Ved lavere grad av utbygging av vindkraftprosjekter på land reduseres denne typen tilgang på prissikring.

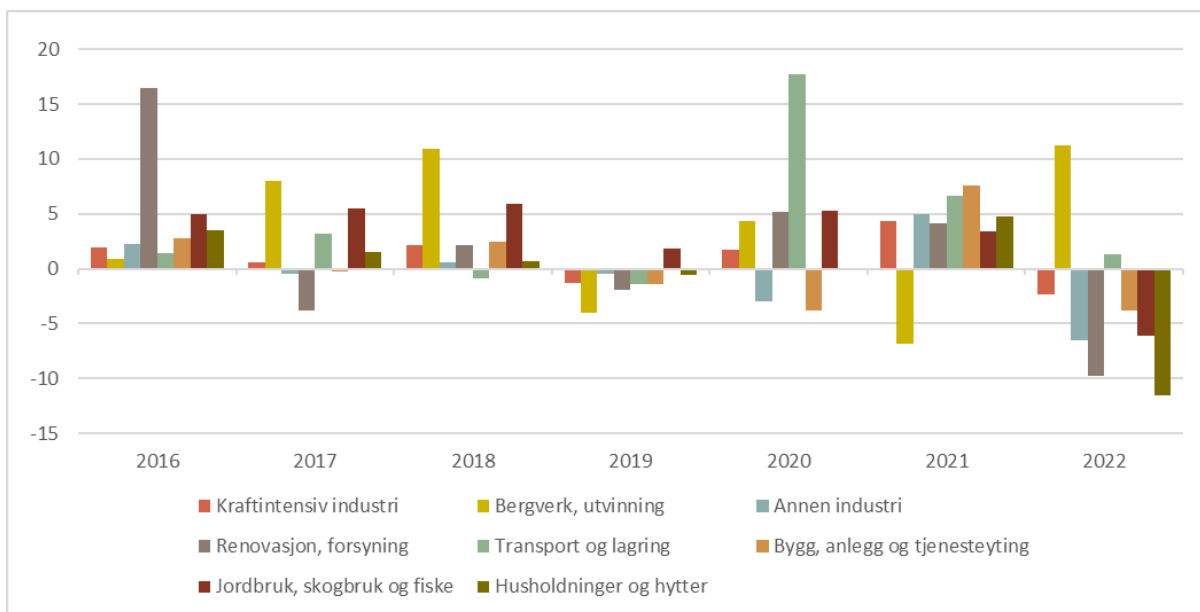
Enkelte større industriaktører har uttalt at det de siste årene har blitt vanskeligere å inngå langsiktige kraftavtaler (PPA) (THEMA 2023). Årsakene til dette kan eksempelvis være økt usikkerhet om priser, større prisforskjeller mellom budområdene og synkende utbygging av vindkraftproduksjon på land. THEMA konkluderer imidlertid med at større strømkunder har tilstrekkelig mulighet til å inngå langsiktige avtaler, selv om markedet har blitt mer begrenset de siste årene.

8.9 Prisfølsomhet hos strømforbrukerne

I hvor stor grad kundene tilpasser forbruket til prisene kalles prisfølsomhet. Prisfølsomheten kan være avhengig av en rekke forhold – som tilgjengelig informasjon om prisnivå, at det er faktisk mulig å redusere eller flytte strømforbruket og også i hvilken grad kundene synes det er verdt ulempen å endre forbruket for å redusere strømkostnaden.

Prisfølsomheten vil typisk variere med hva slags strømvavtaler kundene har. Fastprisavtaler uten volumbegrensning vil typisk fjerne insentivene til å redusere forbruk i perioder med stor knapphet og høye spotpriser. Samtidig er dette de vanligste prissikringsavtalene for husholdninger i dag. I næringslivet er det mer med en blanding av fastpris og spotpris, slik at kundene generelt har sterkere insentiver til å tilpasse forbruket til det kortsiktige prisnivået i markedet.

SSBs statistikk for elektrisitetsforbruk viser at forbrukerne har reagert på strømprisnivået i 2022, også med strømsøtte til husholdningene. Forbruket i husholdningene var 12 prosent lavere i 2022 enn i 2021. Næringslivet hadde også klar nedgang i strømforbruket i 2022 i mange næringsgrupper. Det største unntaket var petroleumsutvinning, som hadde en klar økning.

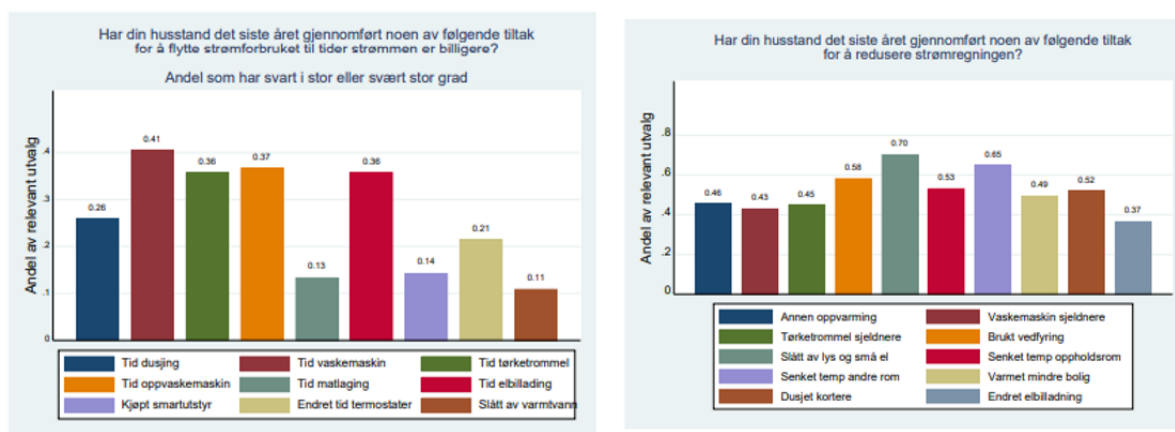


Figur 8-10 Årlig prosentvis endring i strømforbruk (måleverdier, ikke temperaturkorrigert) (Kilde: SSB)

Husholdningenes strømforbruk vinteren 2021/2022 var klart lavere enn det det ville vært dersom prisnivået hadde vært på nivå med de foregående årene (Dalen og Halvorsen 2022).

Husholdningenes mulighet til å redusere strømforbruket varierer med boligsituasjonen, der husholdninger i enebolig har større mulighet til å redusere total forbruk og substituere med andre energikilder enn husholdninger som bor i blokk. Analysen viser også en forsinkelse i strømsparingen – den øker når prisene begynte å falle igjen. Det er også lite i funnene som indikerer at husholdningene tar aktivt hensyn til strømstøtten når de gjør beslutninger om å spare.

SIFO gjennomførte sommeren 2022 en spørreundersøkelse blant husholdninger om strømvavtaler og strømforbruk (Tangeland, et al. 2022). Resultatene derfra viser at en rekke kunder har gjennomført både tiltak for å flytte strømforbruket til tidspunkter med billigere strøm, og også tiltak for å redusere strømforbruket totalt:



Figur 8-11 Strømforbruk og fleksibilitet i husholdningene (Tangeland, et al. 2022)

Det synes klart at husholdningene er fleksible og sparer energi i perioder med høye priser. De flytter forbruk til tider på døgnet der det er rimelig å anta at prisene er lavere. Hvorvidt denne fleksibiliteten faktisk er knyttet til strømpriser time for time er imidlertid usikkert. I SIFOs undersøkelse oppgir 4

prosent at de sjekker strømpriser flere ganger om dagen og 16 prosent oppgir at de sjekker daglig. Resterende sjekker ukentlig, sjeldnere eller aldri.

Som Figur 8-10 viser, har det også vært klar nedgang i strømforbruket i en rekke næringer. Høye strømpriser gir bedriftene incentiver til å redusere forbruk og flytte forbruk til lavpristimer. En rekke bedrifter har gjennomført energieffektiviseringstiltak. Et eksempel er at midlene i energitilskuddsordningen for bedrifter i stor grad ble brukt til energieffektiviseringstiltak, og særlig i bygg. Noen virksomheter kan også ha redusert sin produksjon og dermed også strømforbruket.

En del bedrifter der strøm brukes som innsatsfaktor i produksjonen kan det imidlertid være vanskeligere å redusere elektrisitetsforbruket på kort og lang sikt av flere årsaker:

- Industriproduksjon er regulert av arbeidsavtaler og leveranser er kontraktsfestet, noe som gjør at fleksibiliteten til å flytte forbruk kan være lav.
- Endring i produksjonsmønster kan kreve endring i bemanning.
- Vesentlig reduksjon eller mulighet til å flytte forbruk krever større investeringer som tar tid å gjennomføre – og som ikke nødvendigvis er bedriftsøkonomisk lønnsomme
- En del prosesser, som i kraftkrevende industri, er avhengig av kontinuerlig strømtilgang og er derfor ufleksible

Redusert strømforbruk i næringslivet kan også skyldes redusert produksjon på grunn av lavere lønnsomhet. Vi har ikke tall på i hvilken grad bedrifter har redusert sin virksomhet som følge av høye strømpriser. Oversikter over industriaktiviteter i Europa viser at en rekke energiintensive bedrifter har redusert, lagt ned eller flyttet produksjon i perioden med høye kraft- og gasspriser.

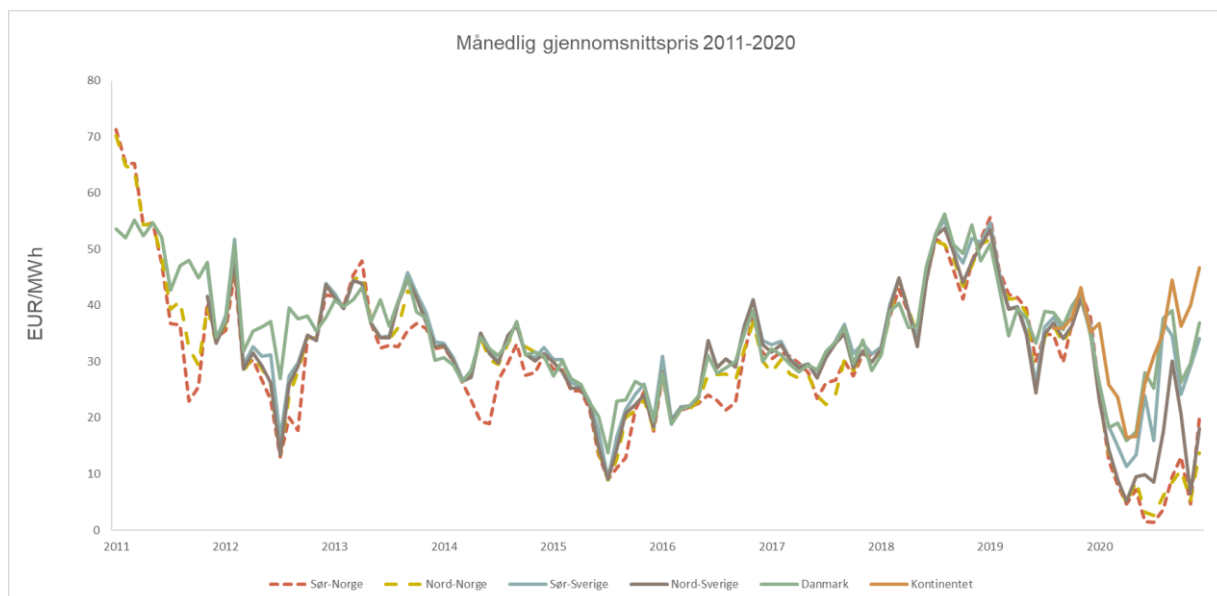
8.10 Konkurransedyktige priser

Utvalgets mandat spesifiserer at utredningen skal ta i betraktning behovet for konkurransedyktige strømpriser for næringslivet. Vi forstår konkurransedyktige priser som strømpriser som er relativt lave sammenlignet med andre land. En vurdering av om priser er konkurransedyktige avhenger dermed ikke bare av norsk prisnivå, men sammenligningen med prisnivå i land og markeder der norske bedrifter har konkurrenter. Dersom andre land gjennomfører enda mer effektive tiltak enn Norge, eventuelt innfører støtteordninger for næringslivet, kan disse landene bli mer konkurransedyktige. I denne rapporten ser vi kun på nivået på selve strømprisen. En total vurdering av konkurransedyktige strømpriser må også inneholde sammenligning av skatter, avgifter, nettleie og eventuelt andre kostnader som kommer på toppen av strømprisen, eventuelt også støtteordninger som reduserer prisene, og som dermed bedriftenes totale strømkostnader.

Det kan også være ulike strømpriser innad i Norge. Siden 2021 har vi sett store prisforskjeller mellom budområdene for midtre og nordlige deler av Norge sammenlignet med sørlige deler. I sommermånedene i 2022 og særlig gjennom sommeren 2023 har det også vært prisforskjeller internt i Sør-Norge. Prisene i NO2 har til tider vært svært mye høyere enn i resten av landet. Det gjør at bedrifter i samme bransje kan stå overfor svært ulike priser.

8.10.1 Konkurransedyktige priser mot utlandet

Hvilke land norske bedrifter konkurrerer med er ulikt fra næring til næring. EU er vår klart viktigste eksport- og importpartner, både på varer og tjenester. Hva EU og medlemslandene velger å gjøre med strømprisene i sluttbrukermarkedet er sentralt for mange norske bedrifter. Norge har historisk hatt lave strømpriser i europeisk sammenheng, noe som gir en konkurransefordel for norske bedrifter.



Figur 8-12 Månedlig gjennomsnittlig spotpris i perioden 2011-2020. *Kontinentet består av Tyskland, Nederland og Frankrike (Kilde: Nord Pool)

Som beskrevet i kapittel 11 har EU-Kommisjonen i kjølvannet av de høye energiprisene satt i gang en reform av regelverket for elektrisitetsmarkedet, hovedsakelig med hensikt å bygge opp under mer velfungerende markeder, bedre mulighet for prissikring for forbrukerne og kostnadseffektive støttesystemer for å igangsette ny kraftproduksjon. Det legges ikke opp til direkte regulering av priser, men i noen grad åpning for mer regulering av tilbud av avtaler. Det er for tidlig nå å si hvordan regelverket blir implementert når det er ferdigstilt og hva resultatet blir i sluttbrukermarkedet.

I kapittel 12 diskuteres langsiktig utvikling av kraftmarkedet og mulig utfallsrom også for konkurransedyktigheten til norske strømpriser. Fundamentet for konkurransedyktige priser til strømkundene er kraftprisene som fastsettes i engrosmarkedet. De viktigste tiltakene for å sikre norsk konkurransedyktighet er dermed tiltak som kan påvirke engrosprisene i Norge.

Sluttbrukermarkedet er imidlertid også viktig i denne sammenheng. For å sikre konkurransedyktige priser vis-à-vis Europa er et første steg at vilkårene blir så like som mulig ved at markedsregler og markedsutforming i Norge og EU-landene er harmonisert. EUs regelverk for elektrisitetsmarkedet trekker i stor grad i retning av dette, samtidig som det er det spillerom for nasjonale tilpasninger. Det er da viktig at nasjonale tilpasninger i selve markedsdesignet ikke fører til at konkurranseforholdene for næringslivet blir ulike mellom land. I tillegg er det sentralt at EU-land ikke subsidierer sitt næringsliv ut over det Norge eventuelt selv gjør. Motsatt kan en ikke uten videre regne med at nasjonale tilpasninger i Norge som favoriserer virksomhet i Norge går upåaktet hen i Europa for øvrig.

Dersom myndigheter i Norge og EU ønsker å gi næringslivet lavere strømpriser enn markedsprisen vil dette utgjøre en form for statsstøtte. Å sørge for strømpriser til næringsvirksomhet som ligger under engrospriser er som hovedregel ulovlig statsstøtte, men det finnes unntak. Utvalget har fått utarbeidet to notater som samlet gir en kort oppsummering av mulighetene til å gi støtte innenfor regelverket i EØS-avtalen (Hjelmeng 2023, Mathisen 2023). Å sørge for lavere markedspris i Norge enn i resten av Europa, er derimot lovlig.

Konkurransedyktigheten til europeisk energiintensiv industri blir problematisert av ulike europeiske land i lys av de økte energiprisene og påfølgende reduksjon og nedleggelse av industrivirksomhet i

Europa. Noen land har innført midlertidige støtteordninger for næringslivet. Norge hadde en støtteordning i fjerde kvartal 2022. Sverige og Tyskland har begge innført støtteordninger som omfatter bedrifter, disse er nærmere omtalt i kapittel 11.

Fra CO₂-kompensasjon til CBAM

Kraftprodusenter i EØS-området er omfattet av EUs system for utslippkvoter (ETS). Produsentenes kostnader til kjøp av CO₂-kvoter veltes over i kraftprisene i den grad fossil kraftproduksjon setter prisen. Kompensasjonen skal forhindre at CO₂-kostnadene i strømprisene i Europa gjør at europeisk industri blir utkonkurrert av bedrifter i land uten tilsvarende klimapolitikk. Ordningen er altså rettet mot å bevare konkurransedyktigheten via-à-vis land utenfor Europa. Å innføre CO₂-kompensasjon er frivillig og besluttet av hvert enkelt land. Norge og 14 andre land i Europa benytter seg av dette. I Norge har kompensasjonen gått fra 1 øre/kWh i 2013 til 12,6 øre/kWh for 2022.

EU er nå i ferd med å innføre en mekanisme for prising av utslipp fra importerte varer (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM). På sikt skal CBAM erstatte kvotesystemet ETS for gitte sektorer. Hensikten er at importører av visse varer til EU skal betale den samme prisen for utslippene fra produksjon av varen som den europeiske produsenter illegges gjennom ETS. Mekanismen skal slik hindre karbonlekkasje (at vareproduksjon flyttes til land med lavere klimaambisjoner og lavere prising av utslipp enn det EU har). Mekanismen skal i første omgang gjelde import av varene sement, elektrisitet, gjødsel, jern og stål, aluminium og hydrogen. En konsekvens av CBAM er at europeiske industriprodukter blir dyrere enn tilsvarende fra konkurrenter i land uten karbonprising. Fra starten gjelder CBAM kun direkte CO₂-utslipp, men ordningen kan utvides til å gjelde indirekte utslipp som for eksempel CO₂ via kraftforbruk.

Dersom regjeringen foreslår det, vil det eventuelt være Stortinget som må samtykke hvis CBAM skal innlemmes i EØS-avtalen. Det er først aktuelt dersom forordningen om CBAM endres slik at indirekte utslipp fra kraftproduksjon skal inkluderes i beregningen av indirekte utslipp. Innen 31.12.2025 skal Europakommisjonen levere en rapport som blant annet skal inneholde en vurdering av dette.

Det diskuteres også støtteordninger av mer varig karakter. Tysklands miljøminister har fremsatt forslag om å gi tysk kraftintensiv industri egne industritariffer i ti år for å håndtere de høye prisene i en overgangsperiode. Frankrike har vært pådriver for muligheten til å bruke inntekter fra differansekontrakter til å redusere strømpriser til forbrukerne, også næringsliv. I den kommende elektrisitetmarkedetsreformen i EU vil det mest sannsynlig åpnes for å omfordele inntekter fra differansekontrakter, men hvilke forbrukergrupper dette vil gjelde er foreløpig ikke avklart. Dersom dette i praksis blir en mulighet for strømprisstøtte til næringsliv vil det kunne være konkurransevridende innad i EØS-området, avhengig av omfang av differansekontrakter og omfordeling i ulike land. Norske myndigheter har utlyst konkurranse om differansekontrakter for Sørlege Nordsjø II. Eventuell omfordeling av inntekter i høyprisperioder har ikke blitt diskutert.

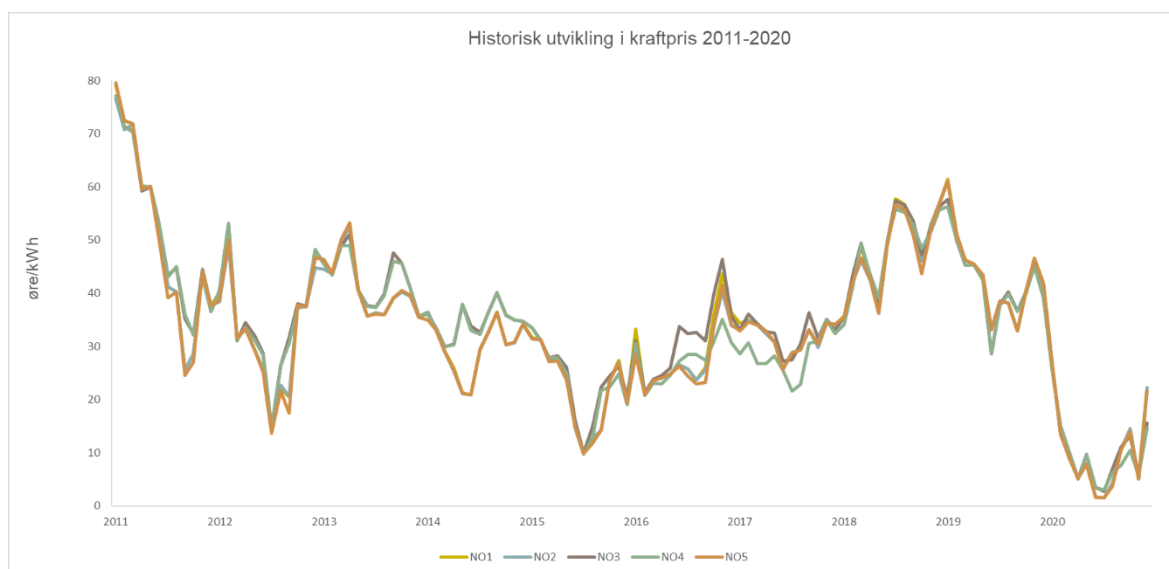
I hvilken grad Tyskland eller andre land vil gjennomføre varige tiltak for å gi næringsvirksomhet lavere strømpriser er uklart. Det er stor motstand også blant medlemslandene i EU mot regelverk som skaper ulike rammebetingelser. Men dersom politikikutviklingen blir slik at det blir større muligheter til å gi varig støtte til næringslivet, vil dette påvirke konkurransedyktigheten til norsk næringsliv dersom de ikke får samme vilkår som bedrifter i land de konkurrerer med.

For deler av norsk industri er kraftpriser utenfor Europa avgjørende for konkurransedyktigheten. Noen næringer konkurrerer med aktører basert i for eksempel Kina, Midtøsten eller Nord-Amerika. Det samme gjelder en rekke andre europeiske aktører innenfor kraftintensiv industri. Felles europeiske regler sørger i utgangspunktet for at europeiske konkurrenter stiller så likt som mulig, også mot

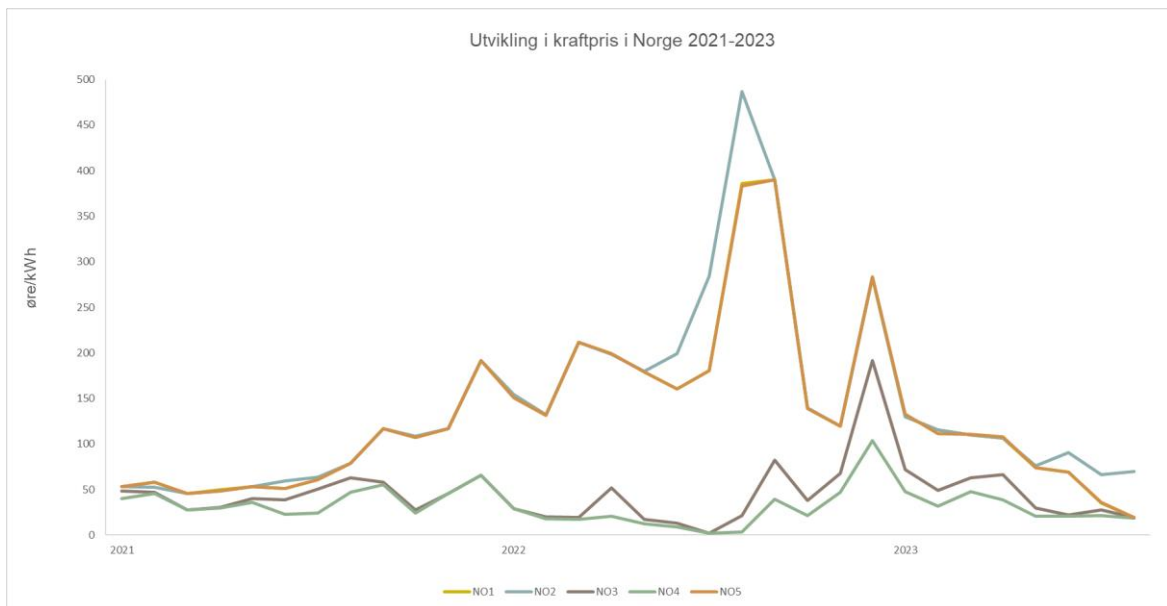
konkurrenter fra tredjeland. Men dersom kraftprisene i tredjeland blir vesentlig lavere enn i Europa, enten gjennom markedsmekanismer eller subsidier, vil norske og europeiske aktørers konkurransekraft trues. Alle tiltak som trekker i retning av lavere norske kraftpriser vil bedre konkurransedyktigheten for norske bedrifter, men er ikke noen garanti for at prisnivået blir konkurransedyktig internasjonalt. Kapittel 12 beskriver at prisnivået trolig vil øke både i Norge og Europa. Dersom land utenfor Europa ikke får en tilsvarende prisøkning, vil dette påvirke konkurranseevnen til norske aktører negativt.

8.10.2 Konkurransedyktige priser mellom landsdeler

Norge er delt inn i fem budområder, jf. beskrivelse i kapittel 7.1. Selv om vi har flere budområder, har prisforskjellene internt i Norge ikke vært svært store over tid. Fra 2021 ser vi imidlertid store prisforskjeller mellom nordlige og sørlige deler av Norge. Nettkapasiteten internt i Norge har, sammen med den geografiske fordelingen av vannkraftressursene, forhindret at prisøkningen som følge av Russlands krig mot Ukraina spredte seg til Midt- og Nord-Norge. Høsten 2022 og høsten 2023 har det også vært forskjeller mellom budområdet i sørvest-Norge og de to øvrige områdene i sør, se også kapittel 7.1.3.



Figur 8-13 Månedlig gjennomsnittlig spotpris i Norge i perioden januar 2011 – desember 2020 (Kilde: Nord Pool)



Figur 8-14 Månedlig gjennomsnittlig spotpris i Norge i perioden januar 2021 – august 2023 (Kilde: Nord Pool)

Forskjeller i strømpris mellom ulike områder kan virke konkurransevridende for bedrifter innad i Norge. Bedrifter lokalisert i områder med lavere strømpriser får bedre lønnsomhet. Relevante tiltak for å utjevne prisene mellom budområder er i hovedsak langsiktige:

- Bedre nettkapasitet mellom budområdene
- Bedre utnyttelse av nettkapasiteten mellom budområdene,
- Forbedring av kraftbalansen i budområdene med høye priser – økt produksjon og/eller reduksjon av forbruk

Statnett og de andre nordiske TSOene arbeider med flytbasert markedskobling (se faktaboks i kapittel 5.6) som metode for å fastsettehandelskapasitet i nettet. Dette vil bidra til at eksisterende nett kan utnyttes bedre. Flytbasert markedskobling er planlagt innført i første kvartal 2024.

Høye priser i et område gjør det mer lønnsomt å bygge ut elektrisitetsproduksjon, noe som vil bidra til å drive prisene nedover. Samtidig gjør lave priser i et område der mer attraktivt å lokalisere forbruk der, og det vil over tid presse prisene oppover. Markedet bidrar på den måten til utjevning av prisene, men dette er en utvikling som tar lang tid.

Endring av budområdene til en felles norsk sone samt effekten av å bygge ut nettkapasitet ut over det samfunnsøkonomisk lønnsomme analyseres i kapittel 15.4.7. Det finnes få kortsiktige tiltak for å få utjevne prisforskjeller over korte perioder. Dersom man vil utjevne prisforskjeller på kort sikt er alternativet en form for støtteordninger til bedrifter i høyprisområder, noe som da igjen må vurderes opp mot de statsstøtterettslige mulighetene for slik støtte, jf. gjennomgang av ulike type støtteordninger i kapittel 17.

8.11 Organisering i sluttbrukermarkedet i andre land

Både engrosmarkeder og sluttbrukermarkeder er ulikt organisert globalt. Det nordiske og europeiske engrosmarkedet er i større grad desentralisert og markedsbasert enn mange andre områder, som kan ha større grad av styring av både engros- og sluttbrukerleddet. En del markeder har regulerte priser til sluttbrukerne basert på regulering av prisene i engrosmarkedet, for eksempel i enkelte delstater i USA.

De europeiske kraftmarkedene er basert på en todeling av kraftmarkedet i ett engrosledd og ett sluttbrukerledd, slik det er i Norge. Det er ulik grad av konkurranse og tilbud på leverandørsiden i sluttbrukerleddet. En del land har for eksempel hatt mye større grad av fastpriskontrakter og få leverandører, noe som står i kontrast til det norske markedet. Land som har innført konkurranse, domineres ofte av noen store aktører på tilbudssiden (jf. også oversikten over de største leverandørene i det norske markedet over).

8.11.1 Prisregulering i de europeiske sluttbrukermarkedene

EU-landene har ulike tradisjoner for å regulere sluttbrukerprisene for strøm, noe som har resultert i nasjonale marked som i stor grad ser ulike ut. Spillereglene er fortsatt ikke helt like, og det at enkelte land fortsatt har prisreguleringsordninger betyr ikke nødvendigvis at det vil være uproblematisk for et land som ikke har hatt tradisjon for regulerte priser å innføre slike ordninger nå. Det er Kommisjonens intensjon at medlemslandene gradvis beveger seg vekk fra prisregulering, da markedsbaserte priser vil kunne insentivere forbrukere til å reagere på prissignaler, ta i bruk ny teknologi, og bidra til å tilby den fleksibiliteten som trengs i kraftsystemet gjennom den grønne omstillingen. Det som er uklart er hvor lang tid prosessen med å fase ut prisregulering vil ta, og videre om den pågående kraftmarkedsreformen kan resultere i større handlingsrom for inngrep i sluttbrukerprisene enn det det er lagt opp til i det gjeldende regelverket.

Clean Energy Package (CEP, fjerde energimarkedspakke), som tredde i kraft i EU-landene i 2019, skulle markere et oppgjør med medlemslandenes prisregulering og en bevegelse mot markedsbaserte priser i Europas sluttbrukermarkeder. El-markedsdirektivet av 2019 legger ut de grunnleggende prinsippene for markedet, der medlemslandene skal sikre at strømprisene reflekterer tilbud og etterspørsel, og strømsalgsselskapene selv skal kunne bestemme den prisen de tilbyr sine kunder gitt tilstrekkelig konkurranse i markedet.

Da CEP ble forhandlet, motsatte medlemslandene seg Kommisjonens forslag om å sette en absolutt sluttdato for prisregulering. Det endelige 2019-direktivet inneholder dermed ingen frist for utfasing, og åpner i tillegg for enkelte unntak fra prinsippet om markedsbaserte priser. Dette gjelder for eksempel medlemslandenes rett til å regulere priser i en avgrenset periode for sårbare eller energifattige husholdninger. Videre kan det gis unntak i en overgangsperiode, dersom det nasjonale sluttbrukermarkedet er i en omstillingsprosess fra et nasjonalt marked definert av regulerte priser til et som er definert av åpen konkurranse. Mange av de EU-landene som fortsatt har regulerte sluttbrukerpriser er i en slik omstillingsprosess, og de fleste av dem rapporterer til ACER at ordningene skal fases ut i tidsrommet 2023-2026. Frankrikes ARENH-ordning for industrikraft er et eksempel på en ordning som etter planen skal fases ut i 2025. Informasjon om hvilke EU-land som fortsatt har prisregulering finnes i ACERs Market Monitoring-rapporter.

I realiteten har de nasjonale prosessene med å fase ut prisregulering gått tregt, og det er mulig at pandemien og energikrisen som fulgte ikrafttredelsen av CEP vil motivere medlemslandene til å be om utsettelse av de planlagte utfasingsdatoene. Videre ble den pågående kraftmarkedsreformen startet i en kontekst av svært høye energipriser, der medlemslandene har hatt interesse av å skape større handlingsrom til å skjerme sine sluttbrukere. Det er mulig at denne reformen kan føre til et regelverk som i større grad tillater markedsinngrep enn det CEP legger opp til, men resultatet av reformen er enda ikke klart.

I 2025 skal Kommisjonen vurdere fremgangen mot markedsbaserte priser i sluttbrukermarkedene, samt behovet for ytterligere lovendringer i el-markedsdirektivet. Dette kan innebære et nytt forsøk fra Kommisjonens side på å innføre en absolutt sluttdato for prisregulering i sluttbrukermarkedene.

8.11.2 Eksempler fra noen europeiske land

EUs ambisjoner om avvikling av regulerte priser og økt konkurranse i sluttbrukerleddet skal både tilrettelegge for at forbrukere bidrar med energieffektivisering og fleksibilitet inn i systemet, og samtidig gi mulighet for forbrukere til å redusere egne kostnader ved at prissignalene når gjennom til sluttbrukermarkedet. Til nå har mangel på konkurranse i sluttbrukerleddet i Europa gjort at en del forbrukere har hatt liten mulighet til å bytte leverandør og velge mellom kontrakter, og dette igjen medfører at påslagene de betaler på toppen av engrosprisen blir høye.

En viktig årsak til forskjellene i kontraktsformer overfor husholdninger og andre relativt små strømkunder blant europeiske land er de store forskjellene i hva slags strømmålere som er installert. I Norge har praktisk talt alle strømkunder en såkalt smartmåler, som måler forbruket time for time. På kontinentet er dette mindre utbredt – i mange land er det nesten ingen husholdninger som har slike avanserte målere. Det henger igjen sammen med at strøm utgjør en liten andel husholdningenes energibruk på Kontinentet. I mange land bruker en normal husholdning mellom 1 500 og 3 000 kWh per år. I Norge bruker husholdningene om lag 16 000 kWh i gjennomsnitt. Uten smartmåler gir det liten mening å tilby kontrakter der prisen varierer time for time – hverken kundene eller leverandørene vet eksakt hvor mye den enkelte kunde bruker i hver time.

Storbritannia

I kapittel 11 beskrives arbeidet med en langsiktig kraftmarkedsreform i Storbritannia og strukturen i engrosmarkedet, samt krisetiltak i sluttbrukermarkedet. Sluttbrukermarkedet i Storbritannia ble deregulert i 1999. Det var en rekke tiltak i markedet for å bedre konkurransen, blant annet tiltak for passive forbrukere. For å forhindre at denne kundegruppen skulle betale høyere priser enn aktive forbrukere, ble det i 2019 innført en seks måneders pris for standard variabel kontrakter beregnet av regulatoren. Denne prisen er basert på fremtidsprisen og ble tidligere satt hvert halvår, med varsling av prisnivået en måned før den trådte i kraft. Denne prisen blir i praksis et pristak, der leverandørene konkurrerer om å levere avtaler under denne prisen.

Med økte priser og et pristak basert på seks måneder av gangen ble det i løpet av prisoppgangen i 2021 stor forskjell mellom engrosprisene og den fastsatte prisen i kontraktene. Dette økte risikoen og medførte konkurser hos leverandørene. Utfordringene ble størst for leverandører som ikke hadde prissikret sine forpliktelser overfor strømkunder. Som resultat av dette ble perioden for pristak høsten 2022 kortet ned fra seks til tre måneder. Som midlertidig krisetiltak har Storbritannia også innført pristak for husholdningene som støtteordning. Dette har i praksis svekket konkurransen i markedet, siden alle tilbydere i praksis tilbyr om lag samme pris, tett på pristaket. Nå har imidlertid pristaket ligger over fastsatt tariff i perioder, og det gir bedre grunnlag for konkurranse i markedet.

Frankrike

Organiseringen av sluttbrukermarkedet i Frankrike har sitt utspring i at det franske kraftmarkedet har en stor dominerende aktør, EDF, som produserer i hovedsak kjernekraft og står for 70 prosent av landets kraftproduksjon. EDF er et vertikalt integrert selskap og er også selger i sluttbrukermarkedet. Som følge av EDFs dominerende posisjon har Frankrike opprettet tiltak i markedet nettopp for å få mer konkurranse.

Små forbrukere kan velge en regulert pris (TRV). Denne prisen settes to ganger i året av franske myndigheter, basert blant annet på engrosprisene og distribusjonskostnader. Selv om denne prisen tilbys direkte kun til små forbrukere, blir den regulerte prisen (som i Storbritannia) en referansepris for hele markedet og fungerer som et pristak for å tilby kontrakter.

Videre er EDF forpliktet til å tilby andre strømleverandører et gitt volum kraft til en fastsatt pris. Dette kalles ARENH-ordningen, som ble opprettet i 2011 som en midlertidig ordning fram til og med 2025, med det formål å gi strømkundene frihet til å velge leverandør samtidig som kundene skulle få dra nytte av konkurransedyktigheten til fransk kjernekraft. Fra og med 2022 er prisen i ARENH-ordningen 42 EUR/MWh. Hvorvidt strømleverandørene ønsker å kjøpe volumet i ARENH-ordningen kommer an på om den fastsatte prisen ligger over eller under engrosprisen. Flere år har ARENH prisen ligget høyest, og volumet har bare delvis blitt benyttet. Når ARENH-prisen ligger under markedsprisen, blir etterspørselen høyere, og ordningen blir en form for omfordeling.

Når ARENH-ordningen skal fases ut i 2026 ønsker franske myndigheter å erstatte ordningen med en kombinasjon av differansekontrakter for kraftproduksjon basert på produksjonskostnader for kjernekraft og langsiktige kontrakter til strømforbrukerne, men møter motbør ellers i EU om dette, da andre land mener dette i praksis vil innebære en subsidiering av strømforbrukerne.

Fra 2019 har prisen ligget under markedsprisen, og etterspørselen har vært større enn tilbudet. Som følge av økte strømpriser de siste årene har ARENH-volumet blitt økt fra 100 til 120 TWh per år, og myndighetene har redusert avgiften på elektrisitetsforbruk. Se også kapittel 11 for mer informasjon om Frankrike.

Italia

Fram til 1999 var elektrisitetsforsyningen i Italia sentrert i et vertikalt integrert statlig monopol, Enel (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica). Reformen i markedet løste opp i denne strukturen. I dag har Enel fortsatt en stor posisjon i leverandørmarkedet. For å unngå markedssvikt som følge av flere vertikalt integrerte selskaper i Italia må selskaper som både produserer energi og er leverandører i sluttbrukermarkedet skille disse aktivitetene i ulike enheter/selskaper.

Det italienske sluttbrukermarkedet har historisk bestått av ulike typer kontrakter: en standardkontrakt basert på engrosprisen, men der regulatoren har satt prisen ut til forbrukeren og dermed regulert prisen leverandøren får. Denne typen kontrakter er nå i ferd med å fases ut. I tillegg finnes det en kontrakt for sårbare husholdninger der prisen også er basert på engrosprisen, men totalkostnaden til sluttbruker (kostnadene på toppen av engrosprisen) er regulert. Den siste kategorien er engrospris-baserte kontrakter, der leverandørene kjøper strøm i markedet og tilbyr avtaler til forbrukerne fritt. Andelen slike kontrakter har økt de siste årene, også før utfasingen av standardkontraktene.

Selv om Italia har syv budområder, kan alle strømleverandører i Italia så vidt utvalget forstår ta utgangspunkt i en felles, nasjonal engrospris for forbruk når de skal prissette avtalene de tilbyr sine kunder. Denne PUN-ordningen er beskrevet i kapittel 15.4.7. Dette er en prisutjevningmekanisme mellom budområder som gjør at områder med lave priser betaler deler av regningen for områder med høy pris. Fra 2025 vil imidlertid PUN-ordningen ikke lenger være en del av Euphemia (se 15.4.7 om barrierer). Hvordan sluttbrukermarkedet i Italia da blir er ikke kjent.

Sverige

De nordiske sluttbrukermarkedene har mange likhetstrekk (med unntak av Island). Det er høyt antall leverandører, tilbud av ulike typer kontrakter, sluttbrukerprisen henger tett sammen med engrosprisen, det er lave kostnader ved å bytte avtale og relativt aktive kunder. Sluttbrukermarkedet i Sverige ble åpnet for konkurranse i 1996. Det skiller seg fra det norske markedet på ett punkt: svenske husholdninger velger i vesentlig større omfang avtaler med fastpris – enten i form av avtaletyper som også er kjent i Norge, med fast pris et visst antall måneder eller år, eller i form av såkalte mix-avtaler, der halvparten av kundens forbruk har fastpris og den andre halvparten er knyttet til spotprisen. Kundene oppnår med det en utjevning av sine energikostnader over tid. I

perioder med svært høye spotpriser er strømkundens pris likevel lavere. I perioder med svært lave priser må strømkunden likevel betale en høyere pris enn spotprisene isolert skulle tilsi.

Danmark

De første årene etter dereguleringen av kraftmarkedet i Danmark i 2003 fikk husholdninger og andre relativt små strømkunder likevel ikke anledning til å velge strømleverandør. Energiselskapene ble i stedet pålagt å gi kundene strømvtaler som reflekterte forholdene i engrosmarkedet – på sett og vis som et selvkost-prinsipp. Praksis viste at selv om formålet med dette var å beskytte husholdningene mot potensielle negative konsekvenser av konkurransen i engrosmarkedet, betalte husholdningene vesentlig mer for strøm enn de større kundene. Det var alminnelig antatt at årsaken var at dersom energiselskapene var uheldig med timing i fremtidsmarkedet og kjøpte inn kraft for leveranse neste år på priser som i ettertid viste seg å være høye, ble disse avtalene lagt i virksomheten som forsynte husholdninger. Om de derimot var heldige og oppnådde innkjøpspriser som var relativt gunstige, ble disse avtalene brukt for å forsyne konkurranseutsatte kunder. Ordningen ble avviklet etter få år.

8.12 Hva kan gi lavere og mer forutsigbare priser i sluttbrukermarkedet framover?

Sluttbrukermarkedet for strøm har vært svært krevende de siste årene som følge av økningen i elektrisitetsprisene og uforutsigbarheten i markedet. Utfordringene for sluttbrukerne av strøm møter er ikke bare relatert til funksjonen til og kompleksiteten i selve sluttbrukermarkedet. Kundens utfordringer henger også nøye sammen med engrosmarkedet og den svært tette og direkte koblingen mellom engros- og sluttbrukermarkedene:

- Et historisk høyt prisnivå har store konsekvenser for forbrukerne
- De uvanlige prisene påvirker tilliten til både engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet for strøm
- Dette forsterkes av at det er vanskelig for folk å forstå de bakenforliggende mekanismene for prisdannelse i engrosmarkedene
- De siste årene har det ikke bare vært høyt prisnivå, men også stor variasjon i prisnivået. Framover kan prisene bli mer volatile enn det som har vært vanlig. Uvitenhet om forventet utvikling kan gjøre at kundene i stedet har forventninger om at prisen vil falle tilbake til "normalt" stabilt nivå, slik vi stort sett har hatt frem til sommeren 2021.
- Usikkerhet om framtidig prisnivå påvirker risikoen både for produsenter og kunder når de skal ta beslutninger om investeringer. Større sannsynlighet for prissvingninger på kort og lang sikt gir mer uforutsigbarhet og risiko ved investeringsbeslutninger. Dette gjør at kostnadene ved å gjøre investeringer i både produksjon og forbruk øker.
- For næringslivet spesifikt medfører prisutviklingen også utfordringer med konkurranseforhold, gjennom prisforskjeller både innad i Norge og mellom Norge og utlandet.

Ut over mer informasjon til sluttbrukerne om prissetting og utvikling i markedet framover, kan ikke disse utfordringene løses ved å forbedre sluttbrukermarkedet. Da må det eventuelt brukes andre virkemidler, som støtte- og insentivordninger. Tiltak for forbedring av markedet endrer ikke den grunnleggende sammenhengen mellom markedsprisene og sluttbrukerprisen. Dersom myndighetene ønsker å bruke tiltak i sluttbrukermarkedet til å gi forbrukerne lavere priser enn prisen i engrosmarkedet og futuresmarkedet, må dette reguleres i tiltak som gir en form for direkte støtte.

Tiltak for å håndtere markedssvikt i selve sluttbrukermarkedet kan likevel bidra til å gi lavere priser generelt og mer trygghet for forbrukerne gjennom et mer effektivt marked og dermed lavere påslag, samtidig som økt bruk av prissikring kan bidra til mer forutsigbare priser. Prisene vil imidlertid ikke bli vesentlig lavere enn dagens nivå, siden påslaget strømleverandørene får normalt sett ikke utgjør en

stor del av prisen i en strømvtale. Forbedringer av markedet vil ikke gi forbrukerne lavere pris enn markedsprisen.

Sluttbrukermarkedet for strøm har fått mye kritikk om at det er vanskelig å forholde seg til for forbrukerne, og nylig tilsynsaktivitet viser at store aktører på leverandørsiden har mangler i oppfølging av regelverket for forbrukervern. På den annen side virket det som at det i det norske sluttbrukermarkedet overordnet er god sammenheng mellom markedspris og den prisen forbrukerne får, og det er lett å finne informasjon om avtaler og lave kostnader ved å bytte avtaler. Det er blitt truffet en rekke tiltak de siste årene for å bedre markeds situasjonen, samtidig som det fremstår som at det fortsatt er grunnlag for å se på forbedringer av markedet.

En annen årsak til å se på rammebetingelsene for markedet er utsiktene til et mer komplekst sluttbrukermarked, der markedet må løse forbrukernes ønske om forutsigbarhet og også systemets behov for fleksibelt forbruk. Full forutsigbarhet for forbrukerne vil man bare få i et marked der alle har fast pris på alt volum av strøm de kjøper. Det er imidlertid ikke en gjennomførbar løsning av flere årsaker. For det første vil prisrisikoen for leverandørene ved slike avtaler gjøre at de blir svært kostbare. For det andre vil det være uheldig for kraftsystemet og forsyningssikkerhet å ha et forbruk som ikke reagerer på at prisene i markedet endres.

Å oppnå forutsigbarhet og forbrukerfleksibilitet samtidig kan løses på flere måter, for eksempel ved å ha fastpris på kun deler av strømkjøpet. Da vil kundene fortsatt påvirkes av spotprisen og ha insentiver til å redusere forbruk i perioder med høye priser. De vil ha større sikringsgrad enn ved å kun ha spotprisavtale, men ikke full forutsigbarhet.

En annen løsning er å se på tilpasninger av forbruket slik at kostnadene blir lavere. Kundene har ikke nødvendigvis behov for en jevnt lav og forutsigbar strømpris, men at de selv totalt sett har lave og forutsigbare strømkostnader. Automatisering av forbruk (som elbillading, oppvarming av vann) til timer med lave priser kan gi både fleksibilitet i forbruket og lave kostnader til forbrukerne.

Med forventet utvikling i strømmarkedet vil verdien av et forutsigbart og fleksibelt forbruk øke. Tilsvarende vil det være økt kostnad ved uforutsigbart og ufleksibelt forbruk. Noen kunder, særlig i næringslivet, og noen typer forbruk er ufleksibelt, for eksempel på grunn av produksjonsprosesser. Det vil derfor være naturlig å se på ulike løsninger for ulike behov i forbrukergruppene fremover:

- Kunder med forutsigbart og fleksibelt forbruk: Kan oppnå økt forutsigbarhet gjennom delvis prissikring og automasjon i forbruksreduksjon
- Uforutsigbart og ufleksibelt forbruk: Vil kunne ha behov for fastprisavtaler på variabelt volum samt tiltak ut over selve markedet, som energieffektivisering og teknologiutvikling for å kunne gjøre forbruket mer fleksibelt

8.13 Oppsummering – hovedutfordringer i markedet

Utvalget skal vurdere tiltak for lavere og mer forutsigbare priser på strøm. Sluttbrukerprisene på strøm består i all hovedsak av engrosprisene pluss et påslag. For å sikre forbrukerne lavere priser er det i hovedsak tiltak som reduserer selve engrosprisen som vil ha stor effekt. Utbedring av markedssvikt i sluttbrukermarkedene kan senke prisene noe, men bare knyttet til påslaget til strømlleverandørene.

Det er mulig å forbedre markedet for fastprisavtaler, slik at strømkundene i større grad kan velge mer forutsigbare priser.

I kapittel 16 gir vi en vurdering av tiltak som er innrettet mot å utbedre sluttbrukermarkedets funksjon. Det er flere utfordringer i markedet som kan være grunnlag for tiltak framover, både knyttet til påslaget til strømleverandørene og til prissikring:

- Sluttbrukermarkedet generelt
 - Fortsatt barrierer for forbrukerne om informasjon om avtaler
 - Usikkerhet rundt troverdigheten til strømleverandørene
 - Stor markedsandel for de største leverandørene – kan være konkurransehemmende
 - Det blir større risiko å være passiv forbruker framover
- Markedet for prissikring
 - Manglende informasjon til forbrukerne om forventet utvikling framover
 - Lav etterspørsel i markedet per i dag – markedet blir mindre effektivt og mer kostbart
 - Manglende muligheter til prissikring og krav til sikkerhetsstillelse for strømleverandørene begrenser tilbudet
 - Informasjonsasymmetri om prisnivå – fastprisavtaler er vanskeligere for forbrukerne å vurdere enn spotpris.
 - Den midlertidige strømstøtteordningen fungerer som en tilnærmet fastpris for husholdningene, og fjerner insentivene til å inngå fastprisavtale

Tiltak som kan øke bruken av fastprisavtaler må vurderes i lys av behov for stabile og forutsigbare priser versus markedets behov for prissignaler til forbrukerne. Dette kan for eksempel håndteres gjennom mulighet til kun delvis prissikring, eller må avbøtes med andre tiltak som automasjon av tilbud av forbrukerfleksibilitet.

Tiltak for å gi forbrukerne lavere priser enn markedsprisen omtales i kapittel 16.

Del 2: Kraftsystemet er i endring

Kapittel 9 til 12 utgjør del 2 av rapporten. Del 2 beskriver sentrale utviklingstrekk i Norge og Europa som har betydning for kraftprisen i Norge fremover, og presenterer langsiktig perspektiv på prisdannelsen for kraft. Hensikten er å legge til rette for en grundig vurdering av hvordan ulike tiltak ville påvirket det norske kraftsystemet i ulike scenarier i del 3 av rapporten.

I kapittel 9 gjennomgår vi utviklingen i Norge fra Samkjøringen til dagens kraftmarked. De norske løsningene som ble utviklet utover 1990-tallet var en sentral kilde til inspirasjon for den etterfølgende reguleringen i EU. Viktige prinsipper som ble utviklet i Norge og etter hvert implementert i europeisk rett er systemet med budområder og ordningen med at aktører i engrosmarkedet leverer sine kjøps- og salgsordrer til kraftbørsen i de budområdene de har sine anlegg. På den måten ble det i praksis kraftbørsen som billedlig talt transporterte kraft fra selger til kjøper, selv om disse ikke befinner seg i samme budområde. I land som ikke har organisert handelen slik, må aktørene også kjøpe transportkontrakter, noe som skaper et stivbent system med relativt dårlig utnyttelse av nettkapasiteten og store prisforskjeller mellom områder. De siste årene har EU på mange måter overtatt initiativet i regelverksutviklingen. Kapitlet redegjør derfor også ganske kort for sentralt EU-regelverk knyttet til handel med elektrisitet over landegrensene, som er relevant bakgrunn for lesing av rapporten.

I kapittel 10 gjennomgår vi bakgrunnen for utformingen av energiloven, og hvordan utviklingen av klimapolitikken i Europa har påvirket energisektoren og kraftmarkedet. Kapittel 11 redegjøres det for ulike krisetiltak og diskusjoner om reformer i Europa, som kom som følge av perioden med høye og volatile kraftpriser. Kapittel 12 presenterer et langsiktig perspektiv på prisdannelsen for kraft, og inneholder ulike scenarier for fremtidens energisystem. De fire scenarioene som omtales i kapittel 12 er: 1) Harmoni (kraftoverskudd i Norge og mye fleksibilitet i naboland), 2) Utlandet fikser det ikke (kraftoverskudd i Norge og lite fleksibilitet naboland), 3) Norge sover i timen (kraftunderskudd i Norge og mye fleksibilitet i naboland), samt 4) Tøffe tider (kraftunderskudd i Norge og lite fleksibilitet i naboland). Kapitlet avsluttes med en kort gjennomgang av barrierer for investeringer i ny kraftproduksjon.

9 EU har videreutviklet norske markedsregler

9.1 Fra Samkjøringen til kraftbørser

Allerede i 1971 opprettet kraftprodusentene i Norge en slags børs for omsetning av kraft, kjent som Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Målet var å kunne håndtere vannkraftens varierende tilsig og produksjonsevne i ulike deler av landet mer effektivt. Dette samarbeidet var en videreutvikling av kraftutvekslingssamarbeidet som hadde eksistert siden starten av 1930 tallet. Samkjøringsbørsen er en forløper til spotmarked vi kjenner hos Nord Pool i dag.

En del større elektrisitetsverk på Østlandet etablerte en forening som fikk navnet Samkjøringen i 1932. Det ble etter hvert også etablert flere samkjøringsselskaper ellers i landet. Fra 1971 samlet de seg i en felles forening for å utnytte et godt utbygd ledningsnett. Foreningen omfattet det aller meste av Norges kraftproduksjon og ivaretok all kraftutveksling mellom medlemmene som ikke var kontraktsbundet. Prisen ble satt en gang per uke basert på samlet tilbud og etterspørsel. Målet med Samkjøringen var økt driftssikkerhet, redusert rasjonering og redusert flomtap, gitt variasjoner i produksjonskilder gjennom året og antagelser om forbruk.

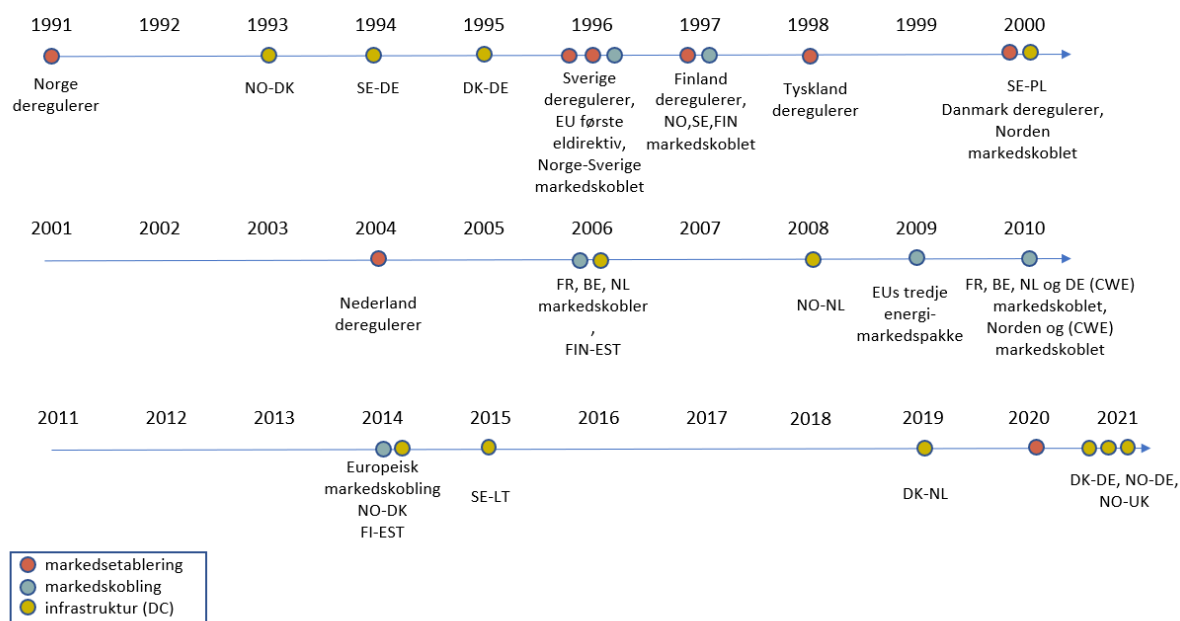
Statkraftverkene var før 1986 en statlig forvaltningsbedrift som stod for bygging og drift av statens kraftverk og ledningsnett. Bedriften ble utskilt fra NVE i 1986. Som følge av endringene som kom med energiloven fra 1991 ble bedriften delt i de to statseide selskapene Statkraft og Statnett. Med energiloven som ble vedtatt i 1990 ble prinsippet om markedsbasert omsetning av kraft etablert. Med dette ble det i prinsippet gitt mulighet for markedstilgang for alle norske aktører i energimarkedet gjennom kraftbørsen Statnett Marked AS (datterselskap av Statnett, senere omgjort til dagens Nord Pool ASA).

Man gikk fra en statlig styring til en markedsmodell og man ville etablere et system for å skape en bedre balanse mellom markedspriser, investeringer og gunstig drift av kraftverkene, og begrense samfunnsøkonomiske tap relatert til ineffektiv produksjon, altså effektivisere og optimalisere vannproduksjonen i Norge. Funksjonen som Samkjøringen stod for ble i 1992 i praksis overtatt av Statnett SF, og det ble etablert et spotmarked for fysisk kraftomsetning, et finansielt marked for risikohåndtering samt kapasitetstilpasning for ubalanser i markedet relatert til tilbud-etterspørsel.

Endringene i Norge ble lagt merke til verden over og inspirerte også EU til å utvikle regelverk i samme retning. EUs første direktiv om deregulering av kraftmarkedet kom i 1996, men de hadde også forut for dette blant annet introdusert regler som skulle hindre netteiere fra å blokkere adgang til nettet for andre enn dem selv og deres egne kunder (tredjepartsadgang).

I 1996 overtok Nord Pool ansvaret fra Statnett Marked AS og det Norske og Svenske kraftmarkedet ble integrert da også det Svenske kraftmarkedet ble deregulert. Videre fulgte Finland med en deregulering av sitt kraftmarked i 1997 og deretter Danmark i 2002, og etter hvert også de Baltiske landene. Et integrert felles kraftmarked i Norden ble etablert både for fysisk og finansiell handel, kalt Nord Pool, og dette er i dag en integrert del av det Europeiske strømmarkedet.

Norge er koblet til det europeiske markedet gjennom strømkabler. Den første kablet ble satt i drift i 1960. Fra og med dereguleringen av kraftmarkedet i Norge, og etter hvert i det øvrige Europa, har Norge, Norden og Europa blitt tettere koblet sammen både markedsmessig og fysisk. Figur 13.3 viser flere av milepælene i utviklingen.



Figur 9-1 Utvikling i integrasjonen mellom det norske, nordiske og europeiske kraftsystemet (NOU 2023: 3)

EUs direktiv om deregulering av elektrisitetsmarkedet ble innført på bakgrunn av tanken om fri flyt av varer og tjenester og personer, hvorav elektrisk kraft ble definert som en vare. Politiske, økonomiske og lovmessige grunner ble lagt til grunn for EUs nye direktiv om deregulering av elektrisitetsmarkedet og ble gjennomført fra slutten av 1990-tallet, -starten av år 2000 og videre. Det skulle fungere som et integrert marked, hvor det ikke eksisterte barrierer mellom de ulike medlemslandene. Intensjonen var å etablere et felles integrert marked med mål om å avslutte markedsmonopol, sikre energiforsyning, øke investorinsentivene samt produsere energi til lavest mulig pris som igjen ville gi positive fordeler for både privat- og næringsliv i EU samt forbedre konkurransedyktigheten til Europeisk industri.

Markedsmodellen gjenspeiler i stor grad det Nordiske kraftmarkedet som ble etablert og utviklet i Norge fra og med 1990 og videre fremover, et fysisk og et finansielt marked samt et balansemarked i hvert enkelt land med samarbeid på tvers av landegrensene. Dette medførte videre et behov for å etablere nettpriser på tvers av landegrensene og det måtte etableres ulike organer som kunne håndtere den fysiske flyten mellom landene. Det ble etablert egne nettpriser og åpnet for muligheten til større kunder til å kjøpe energi fra andre leverandører. I tillegg skilte man ut virksomheten i hvert energiselskap, nett fra produksjon som også nå er gjennomført her i Norge.

9.2 Utvalgte rettsakter fra EU

En sterkere integrering av det fysiske energimarkedet i Europa krever at markedsdesign, handelssystemer og teknisk regelverk i de ulike landene harmoniseres. I dag er det dermed EU som i stor grad setter dagsorden for videre utvikling av prinsippene for markedet. Nedenfor vil vi kort beskrive noen av de rettsaktene som har størst betydning for prisdannelsen. Oversikten er ikke komplett eller uttømmende.

9.2.1 Tredje energimarkedspakke

EUs tredje energimarkedspakke fra 2009 sikter mot et sterkere integrert energimarked i EU. Målet var blant annet å skape like vilkår for alle strømkunder og kraftprodusenter i hele EØS-området. Rettsaktene i tredje energimarkedspakke ble innlemmet i EØS avtalen og gjennomført høsten 2019.

Med hjemmel i grensehandelsforordningen (EF) 714/2009 i tredje energimarkedspakke har EU vedtatt åtte forordninger som knytter seg til handel med elektrisitet over landegrensene, såkalte nettkoder og retningslinjer. Fire av forordningene om kraftmarkedet⁴² ble innlemmet i EØS-avtalen og gjennomført høsten 2021. Fire forordninger (nettkoder)⁴³ er ikke innlemmet i EØS-avtalen.

Blant de mest sentrale forordningene relatert til prisdannelsen for kraft er forordningen om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM). Formålet til CACM er å legge til rette for en effektiv kobling av de europeiske markedene for omsetning av elektrisk energi i spotmarkedet og intradagmarkedet. I CACM er det krav om at operatører av transmisjonssystem og kraftbørser skal samarbeide om å lage forslag til nærmere angitte vilkår og metoder om funksjoner som må harmoniseres i et effektivt kraftmarked mellom landene. Det omfatter blant annet utvikling av en felles markedskoblingsfunksjon, det vil si algoritmen som kobler kjøps- og salgsbud (Euphemia), og metode for å beregne tilgjengelig overføringskapasitet mellom budområder.

Markedsmekanismen har siden 1991 hatt som formål å sikre at nettkapasitet og produksjonskapasitet utnyttes så effektivt som mulig. Rimelig produksjon bør brukes 'først'.

I framtidens energimarked med økt andel av fornybar energiproduksjon, økt forbruk av elektrisitet og økt variasjon i andel produksjon relatert til værutviklingen (for eksempel vindkraft og solkraft) og begrenset mulighet til å lagre produsert overskuddsenergi vil sterk variasjon i produksjon gi sterk prisvariasjon.

En av 'nyvinningene' i europeisk utvikling av markedsregelverket er flytbasert markedskobling (Flow Based Market Coupling-FBMC), se faktaboks i kapittel 5.6. Kort fortalt er flytbasert markedskobling en ny metode for å fortelle aktørene og kraftbørsene hvor stor overføringskapasitet systemoperatørene kan gi mellom områder. Denne nye metoden betyr at den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes bedre og at kraft fra rimelige kilder i større grad kan erstatte dyrere kilder. Metoden innebærer en automatisering av fastsettelsen av handelskapasitet til kraftmarkedet. Metoden bruker mer detaljert informasjon om det fysiske strømmettet og ser hele Norden og Europa i sammenheng.

Resultatet fra en testperiode i Norden viser at med flytbasert markedskobling ville nettkapasiteten blitt utnyttet bedre enn med dagens metode (Energinet, Svenska kraftnät, Fingrid og Statnett 2023).

De nordiske nettselskapene konkluderer med at flytbasert markedskobling i Norden oppfyller de kravene regulatorne har stilt for å kunne implementeres, og at metoden vil fungere som forventet. Det arbeides kontinuerlig med forbedringer.

⁴² Kommisjonsforordning (EU) 2015/1222, om fastsettelse av retningslinjer for kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), Kommisjonsforordning (EU) 2016/1719 om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetsfastsettelse (FCA), Kommisjonsforordning (EU) 2017/1485 om fastsettelse av retningslinjer for drift av transmisjonsnettet for elektrisk kraft (SOGL) og Kommisjonsforordning (EU) 2017/2195 om fastsettelse av retningslinjer for balansering av kraftsystemet (EB)

⁴³ Kommisjonsforordning (EU) 2016/631 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning av generatorer (RfG), Kommisjonsforordning (EU) 2016/1388 om fastsettelse av en nettkode om nettilknytning av forbruk (DCC), Kommisjonsforordning (EU) 2016/1447 om fastsettelse av en nettkode om krav for nettilknytning av høyspent likestrømssystemer og produksjonsparker tilknyttet nettet via likestrømskabler (HVDC), Kommisjonsforordning (EU) 2017/2196 om fastsettelse av en nettkode om nødsituasjoner og gjenoppretting (ER).

9.2.2 REMIT

Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) ble vedtatt av EU i 2011. Forordningen gjelder regler om innsidehandel, markedsmanipulasjon og markedsovervåking for engrosmarkedene for gass- og elektrisitet.

REMIT skal sikre økt gjennomsiktighet i henholdsvis energi- og elektrisitetsmarkedene og gir ACER i oppgave å overvåke EUs engrosmarkeder for energi. En effektiv overvåking av markedet krever tilgang til data om transaksjoner i markedet i tillegg til data om kapasitet og bruk av anlegg for produksjon, lagring, forbruk og transmisjon av elektrisitet eller naturgass (fundamentaldata). REMIT pålegger derfor alle markedsaktører, inkludert TSOer, leverandører, tradere, produsenter, meglere og store forbrukere som handler i engrosmarkedet, å frembringe denne informasjonen til ACER.

Regelverket i REMIT gjelder fullt ut for norske aktører for deres aktivitet i EU-land i den grad de inngår transaksjoner som er rapporteringspliktige. Det innebærer at de må registrere seg i et av medlemslandene de er aktive i og at alle handler de utfører i EU-land må rapporteres.

REMIT er ikke direkte gjennomført i Norge, men NEM-forskriften inneholder tilnærmet identiske regler med forbud mot markedsmanipulasjon og innsidehandel, samt krav til offentliggjøring av innsideinformasjon. Bestemmelsene gjelder ved fysisk krafthandel i Norge. Det er også innført bestemmelser som sikrer at RME har tilgang til data fra systemansvarlig og markedsplass samt krav om rutiner og prosedyrer for å avdekke brudd på forbudsbestemmelsene. RME er ansvarlig for å følge opp at markedsaktørene og personer som tilrettelegger for eller organiserer transaksjoner med engros energiprodukter (PPATs) overholder bestemmelsene. RME har inngått avtale med nordiske og baltiske energiregulatorer med intensjon om å sikre koordinert og effektiv oppfølging av REMIT.

9.2.3 EMIR

Norge er også en del av regelverket EMIR (European Market Infrastructure Regulation). Dette er et system som ble innført i EU i etterkant av finanskrisen i 2008 for å redusere risikoen for alle aktører som handler i det finansielle markedet med derivatkontrakter. En derivatkontrakt er et finansielt produkt hvor produktverdien er basert på en underliggende vare som for eksempel valuta, aksje eller en råvare. Formålet med derivatkontrakter er å sørge for at markedsaktørene kan fordele finansiell risiko mellom seg. Aktører som har høye kostnader med å bære risiko, kan redusere egen risiko og gjennom derivatkontrakter få aktører med lavere kostnader til å påta seg denne. Regelverket trådte i kraft i Norge 1 juli 2017 og er deretter oppdatert i 2019. Det ble allerede i 2012 innført i EU. I Norge er det Finanstilsynet som regulerer og følger opp hvordan norske foretak skal forholde seg til EMIR regelverket.

Regelverket skal regulere risikohåndtering, sette en standard for rapportering av handler og klassifiserer de ulike aktørene i markedet. Det skilles mellom finansielle og ikke-finansielle motparter. Det settes tydelige krav til korrekt bekreftelse av hver enkelt handel, og at porteføljene samt bilaterale handler avstemmes og rapporteres for å gi god innsikt i handlene, avtalt innhold, samt redusere risiko for partene. Handlene blir registrert i et transaksjonsregister hos den europeiske verdipapirtilsynsmyndigheten ESMA hvor myndighetene har tilgang for å kunne iverksette tiltak dersom den finansielle stabiliteten er truet.

10 Klimapolitikken i Europa stiller nye krav til energi- og kraftmarkedet

Global, europeisk og nasjonal klimapolitikk er i ferd med å skape nye forutsetninger for energiforsyning og kraftsystemene. Mobile energibærere og regulerbar kraftproduksjon blir erstattet av stedbundne og uregulerbare energikilder. Denne omstillingen har allerede kommet langt, og vedtatte politiske mål og tiltak peker på en forsterket utvikling i samme retning. Klimatiltakene krever og skaper på denne måten en omlegging av energiforsyningen. Dette vil få konsekvenser for kraftmarkedssystemene i Europa.

Hensikten med dette kapittelet er å peke på noen av de nye forutsetningene og konsekvensene som skapes i vårt land og i verden rundt oss. Det gis en kort beskrivelse av sentrale forhold og begivenheter fra energiloven ble vedtatt i 1990 og fram til de seneste klimapolitiske vedtak og målformuleringer i FN, EU og Norge.

10.1 Energiloven skapte en mer effektiv og rasjonell kraftforsyning

Energiloven markerte et paradigmeskifte i norsk kraft- og energipolitikk. Kraftforsyningen var fram til 1990 en politisk styrt og gjennomregulert infrastrukturoppgave i samfunnet hvor kraftprisene til ulike forbrukskategorier i all hovedsak ble politisk bestemt. Ved innføringen av energiloven i 1990 var blant annet vurderingen av det tidligere systemet at *«Til tross for høy teknisk standard og meget god leveringssikkerhet er det svakheter ved dagens organisering av kraftforsyningen. Prisene varierer sterkt mellom distrikter og forbrukergrupper og forbruket er lite fleksibelt selv om produksjonen kan variere sterkt fra år til år. Kraftverk med høye utbyggingskostnader er blitt bygget ut før verk med lavere kostnader. Høye utbyggingskostnader kan veltes over på forbrukerne fordi elektrisitetsverkene har et monopol med oppdekningsplikt. Fordelingsverk og abonnenter har i mange tilfeller for svak motivasjon til energiøkonomiseringsvirksomhet. Dette er svakheter som gjør at de grunnleggende målene for kraftforsyningen ikke nås på en god nok måte.»*⁴⁴

Den nye loven introduserte et langt mer markedsstyrt system. Beslutninger om ressursdisponering, investeringsbehov og kraftpriser ble flyttet fra politiske organer til aktørene i energimarkedene. Dette ga grunnlag for utvikling av en langt mer selvstendig og uavhengig verdiskapende kraftnæring.

I kjølvannet av denne utviklingen ble de politiske diskusjonene om kraft- og energipolitikk ikke bare en diskusjon om forsyningsspørsmål. Det dreide seg også om utvikling av en selvstendig energinæring på dens egne premisser.

Den nye energiloven kom som en konsekvens av en utvikling som fant sted i samfunnet. Økende forbruk av elektrisitet, kombinert med stadig større skepsis i befolkningen til videre utbygging av ny vannkraft, skapte et behov for å utnytte energiressursene mer effektivt. Det markedsbaserte systemet, som den nye loven introduserte, svarte godt på disse utfordringene.

Energiloven var også barn av sin tid i den forstand at den ble introdusert i en periode hvor flere samfunnssektorer ble liberalisert og mer markedsstyrt. Det gjaldt bank- og finanssektoren fra midten av 1980-årene, og det gjaldt telesektoren i samme periode.

De endringene som energiloven skapte, ble fra flere hold møtt med usikkerhet og skepsis. Den forutsigbarheten som tidligere var knyttet til kraftprisene, og mulighetene til politisk bruk av kraftprisen som et næringspolitisk virkemiddel, forsvant. Skepsisen til energiloven ble imidlertid langt

⁴⁴ Ot. Prp nr 43 (89-90) om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi (Energiloven) - [Stortinget](#)

mindre etter som en opplevde at det nye systemet resulterte i gjennomsnittlig lavere kraftpriser over tid og at det ble mindre behov for utbygging av ny kontroversiell vannkraft.

10.2 Klimautfordringen setter ny dagsorden

Klimaspørsmålene kom for alvor opp på den politiske dagsorden på slutten av 1980-årene. Dette skjedde i den samme tidsperioden som ideene om en ny energilov tok form – uten at disse problemstillingene var knyttet sammen den gangen. Problemet med menneskeskapte klimaendringer var kjent og diskutert i enkelte fagmiljøer også tidligere, men det var gjennom arbeidet med Ressursmeldingen (NOU 1972: 1) at dette problemet for første gang ble introdusert for det politiske miljøet i Norge. Det var likevel først ved behandlingen av FN-rapporten «Our Common Future», (Brundtlandrapporten)⁴⁵ (United Nations 1987), at temaet skulle komme til å sette preg på den politiske debatten i Norge og andre land.

FN-systemet startet nå et systematisk arbeid med reduksjon av klimagassutslipp. I 1988 ble FNs klimapanel IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) etablert. Det neste store skrittet ble tatt i Rio de Janeiro i 1992. Her ble det vedtatt en rammeavtale for internasjonalt samarbeid mot menneskeskapte klimaendringer. Denne avtalen inneholdt blant annet en intensjonserklæring om å stabilisere utslippene av drivhusgasser på 1990-nivå innen år 2000. Denne klimakonvensjonen er en internasjonal traktat som setter rammer for et omfattende arbeid med å etablere forpliktende utslippsbegrensninger.

Den første viktige milepælen i arbeidet med å begrense utslippene ble nådd gjennom Kyotoavtalen i 1998. Dette var en juridisk bindende internasjonal avtale med spesifikke forpliktelser om reduksjoner i utslipp av klimagasser og hvor reduksjonsforpliktelsene ble distribuert direkte til de 127 landene som til slutt ratifiserte avtalen.

Kyotoavtalen skulle likevel vise seg å bli et relativt svakt instrument i det globale klimaarbeidet. Den kom i realiteten bare til å omfatte ca. ti prosent av de samlede utslipp fra verdens land.

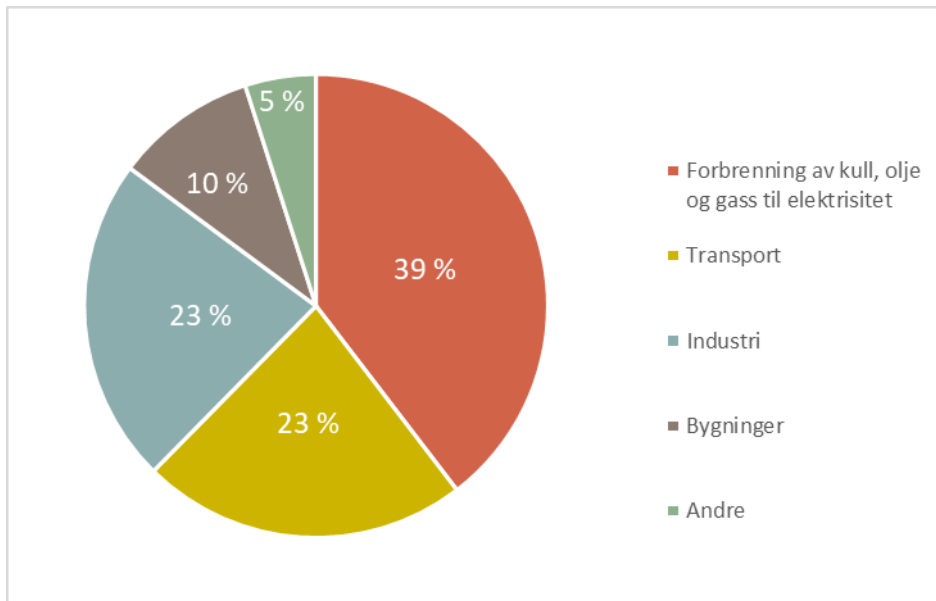
FN-arbeidet ble imidlertid videreført og resulterte i Parisavtalen som ble inngått i 2015. Denne nye avtalen fikk en annen innretning enn Kyotoavtalen ved at den baserer seg på landenes egne reduksjonsmål. Nå skulle ikke lenger reduksjonskrav komme ovenfra og utenfra. Parisavtalen setter en felles global ambisjon om reduksjon og forplikter det enkelte medlemsland, eller grupper av land, på de reduksjonsmålene landene selv melder inn til FN-systemet.

Selv om FNs klimaarbeid så langt har gitt svakere måloppnåelse enn det som har vært tilsiktet, er det skapt en kraftfull global konsensus om at utslippene av klimagasser må reduseres. Det settes nå i verk politiske tiltak i de fleste land. Samtidig skjer det en rask teknologisk utvikling som introduserer nye muligheter til å redusere utslippene. En betydelig del av disse nye teknologiene baserer seg på økt elektrifisering og overgang til fornybar energi.

10.3 Energiomlegging er det store temaet

Selv om menneskeskapte utslipp av klimagasser til atmosfæren har flere kilder, er det utslipp knyttet til bruk av fossile energibærere som kull, olje og gass som utgjør den aller største andelen av utslippsproblemet.

⁴⁵ Original-dokumentet tilgjengelig her: [Report of the World Commission on Environment and Development: \(un.org\)](https://un.org).



Figur 10-1 Andel av globale energirelaterte CO₂-utslipp fordelt på sektor (Kilde: IEA (2020))

Energibaserte utslipp utgjør om lag to tredeler av de samlede globale klimagass-utslippene.

En stor del av utslippene er konsentrert til kraftverk og industrianlegg. Samtidig vil en finne at det er på energiområdet at en har de rimeligste alternative løsningene. Arbeidet med å redusere globale klimagassutslipp retter seg derfor særlig mot å erstatte fossile energibærere med fornybar energi. Noe av alternativet til fossil energi kommer fra vannkraft og bioenergi, men i all hovedsak kommer denne energien fra vind og sol. Nye utslippsfrie energikilder skal erstatte både direkte forbrenning av fossile energibærere, og fossilbasert elektrisitet.

Den samme omleggingsretningen ser en i arbeidet med å redusere prosessutslipp fra industriproduksjon. Her arbeides det med å erstatte fossile reduksjonsmidler i for eksempel metallproduksjon med nye reduksjonsmidler og produksjonsprosesser. Et aktuelt tiltak er å erstatte kull med elektrolysebasert hydrogen som reduksjonsmiddel i metallproduksjon.

Hovedveien i klimaarbeidet er derfor svært tydelig

Den går fra fossile energibærere og råstoff til fornybare energikilder og produksjonsmetoder som baseres på fornybar elektrisitet. Slik omlegging har til dels dramatiske konsekvenser for energisystemene. Den stiller helt nye krav når det gjelder tilpassing av produksjon og forbruk. Dagens energi- og forbrukssystemer er basert på markedsstyrt mobilitet og fleksibilitet på tilbudssiden i energimarkedene. En klimamotivert omlegging vil innebære at en må forholde seg til en langt mer stedbunden og uregulerbar energitilgang. Det krever mer fleksibilitet fra etterspørselssiden i energimarkedene enn vi hittil har vært vant til.

10.4 Europa leder an i omstillingen

Både europeiske land og EU-fellesskapet har ledet an i klima-arbeidet gjennom å sette ambisiøse mål og iverksette konkrete tiltak. Det kan være flere grunner til at Europa har inntatt en slik rolle, noe som ikke skal diskuteres nærmere her. Det er likevel relevant å peke på et par forhold som forklarer og understreker omfanget og retningen av den energiomleggingen som EU og toneangivende europeiske land har valgt.

Europa hadde en svak tilgang på lokale energiresurser allerede før klimaproblemet kom på dagsorden. Europeisk industriutvikling var i økende grad avhengig av olje, gass og kull fra andre deler

av verden. Da klima og miljøutfordringene for alvor begynte å utfordre lokal kullproduksjon, ble situasjonen ytterligere forverret. Det gjorde heller ikke saken lettere at kjernekraften kom i vanry, blant annet etter ulykkene i Tsjernobyl og Fukushima. Europeisk energiforsyning ble derfor i økende grad avhengig av import fra Russland, Midtøsten og Afrika. Dette var områder og regimer som man så som politisk ustabile og lite forutsigbare. Avhengighet av import fra områder med geopolitisk usikkerhet ble etter hvert et tungt argument for å øke egen energiproduksjon. Sammenfallet av den globale klimakrisen og Europas geopolitiske utfordringer skapte motivasjon for den energiomleggingen som pågår. Her kan det skytes inn at konsekvensene av Russlands angrep på Ukraina kom som en bekreftelse på det mange lenge hadde fryktet. Denne situasjonen bidrar nå til å forsterke ønsket om energiomlegging, bort fra importerte fossile ressurser og over til lokale fornybare energibærere.

En skal heller ikke undervurdere dynamikken i selve samarbeidsmodellen i EU. Unionen er bygd opp rundt et sterkt politikktutformende organ – EU-kommisjonen. Selve klimaproblemet er i sin natur grenseoverskridende. Løsningene må finnes på tvers av etablerte nasjonsgrenser. Dette bidrar til å gjøre EU Kommisjonen særdeles relevant i klimaarbeidet. Dette sakskomplekset har på sett og vis virket legitimerende for institusjonsbygging og samarbeidstiltak i Europa.

Uansett hva motiv og drivkrefter må ha vært, kan en konstatere at EU kom raskt i gang med konkret arbeid for å følge opp Kyotoavtalen. Allerede i 1998 vedtok man en «Burden Sharing Agreement» som slo fast at EU-landene i fellesskap skulle redusere utslippene av drivhusgasser med åtte prosent fra 1990 nivået til perioden 2008- 2012.

Senere har EU skjerpet sine klimaambisjoner flere ganger. Gjeldende reduksjonsmål er satt til minst 55 prosent i 2030 i forhold til nivået i 1990. Målet er å være klimanøytrale i 2050. Lov- og tiltakspakken «Fit for 55» viser hvordan EU skal oppnå disse målene.

Den vesentligste delen av arbeidet med å redusere Europas utslipp av klimagasser blir rettet mot overgang fra fossile til fornybare energibærere. De tiltakene som er særlig relevante for elektrisitetsforsyning og kraftsystemene er knyttet til Fornybardirektivet og etableringen av kvotehandelssystemet for CO₂.

Storbritannia var fram til 2020 en del av EU. Etter Brexit videreføre man i all hovedsak de forpliktelsene som var etablert på grunnlag av Parisavtalen. Storbritannia var i utgangspunktet ett av de landene som hadde lavest andel fornybar energi i sin energimiks. Mens fornybar energi i 2000 utgjorde knappe to prosent av deres totale energiforbruk, var man i 2020 kommet opp på nærmere 15 prosent. Storbritannia satser stort på videre utbygging av utslippsfri energi, ikke minst på havvind.

10.5 Fornybardirektivet er en brekkstang for omstilling

EUs fornybardirektiv ble første gang vedtatt i 2001. Direktivets formål var at andelen fornybar elektrisitet skulle øke og utgjøre 22,1 prosent av totalt energiforbruk i 2010, mot 13,9 prosent i referanseåret 1997. Dette målet var utledet av EUs overordnede mål om at 12 prosent av totalt energiforbruk i 2010 skulle komme fra fornybare energikilder. Målet var både knyttet til EUs klimastrategi og til å styrke energiforsyningssikkerheten.

Senere er Fornybardirektivet endret flere ganger, og hver gang i mer ambisiøs retning. Seneste endringsforslag kom etter Russlands invasjon av Ukraina i 2022. I gjeldende direktiv, formelt vedtatt i 2018, er målet satt til 32 prosent fornybar i 2030. I EUs klimahandlingsplan «Climate Target Plan» fra 2020 sies det imidlertid at fornybarmålet fra 2018 ikke er tilstrekkelig for å nå målet om 55 prosent utslippsreduksjon innen 2030. Derfor ble det foreslått at det overordnede fornybarmålet økes til 40

prosent. I et revisjonsforslag fra mai 2022 foreslås at fornybarmålet for 2030 økes ytterligere. I 2023 er dette målet nå fastsatt til 42,5 prosent.

Vi er vitner til at **ambisjonene om energiomlegging skjerpes, og at dette skjer i økende tempo**. En viktig begrunnelse for en slik utvikling er at en så snart som mulig ønsker å bli uavhengig av energiimport fra Russland. Den teknologiske og økonomiske utviklingen, med stadig mer effektiv og rimelig tilgang på energi fra fornybare kilder, og bedre muligheter for automatisering og styring av energiforbruk, har også bidratt til å gjøre det realistisk å sikte mot en større og raskere omstilling.

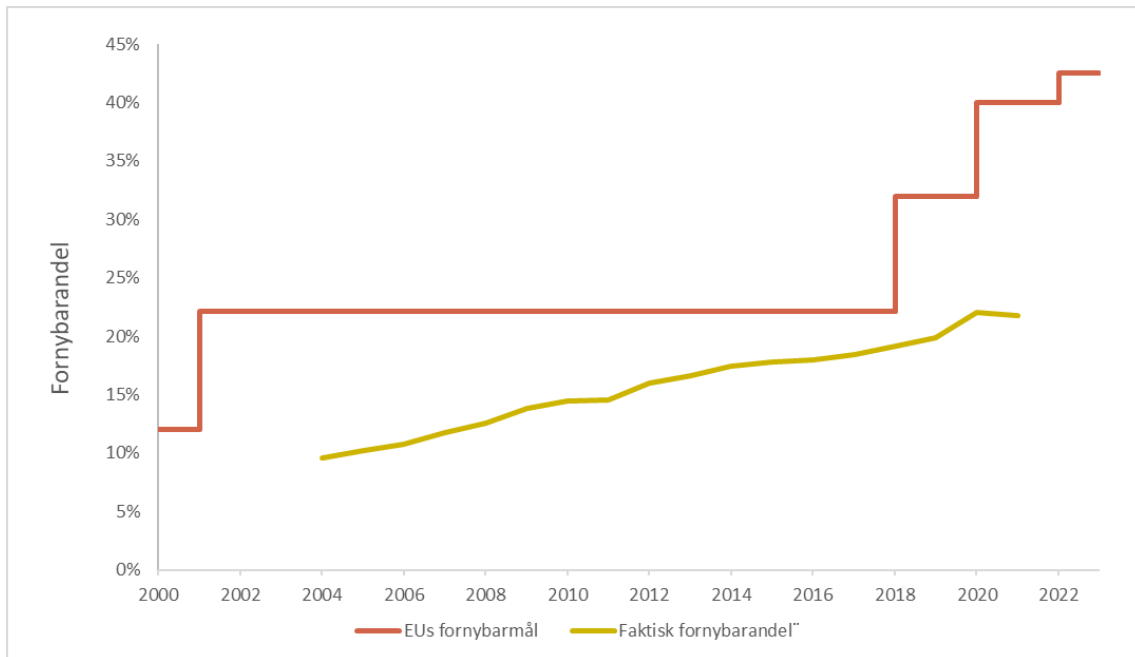
Gjennom EØS avtalen ble Fornybardirektivet også gjeldene for Norge fra 20. desember 2011. I utgangspunktet hadde Norge på grunn av den store vannkraftandelen av elektrisitetsforsyningen en svært høy andel fornybar energi i sitt totale energiforbruk. Likevel innbar de fremforhandlede kravene at Norge måtte øke sin fornybare elektrisitetsproduksjon. Dette var en viktig del av bakgrunnen for at Norge sammen med Sverige i 2012 etablerte en sertifikatbasert støtteordning for fornybar energi – såkalte el-sertifikater.

Sverige hadde etablert en slik ordning allerede i 2003, men nå valgte landene å samarbeide om et system som skulle frambringe 28,4 TWh ny fornybar kraft innen utgangen av 2020 (i tillegg til Sveriges eget mål på ytterligere 18 TWh innen 2030). Det var ikke minst dette støttesystemet som satte fart på utbygging av ny vindkraft også i Norge. Mens vindkraft i Norge produserte mindre enn 1 TWh i 2010, leverte den 15 TWh i 2022. Den nye kraften som ble framskaffet gjennom denne støtteordningen, om lag 46 TWh i Norge og Sverige, ble levert inn i markedet gjennom en politisk beslutning, og uavhengig av de investeringsimpulsene og behovene som var knyttet til markedsprisen på kraft.

Arbeidet med Fornybardirektivet i EU, og overgangen til fornybar energi, viser hvordan globale mål om klimagassreduksjoner er blitt omsatt til europeiske mål og hvordan dette igjen er fulgt opp av tiltak både på europeisk og nasjonalt nivå.

Selv om EU har en del vannkraft og bioenergi, vil det alt vesentlige av den nye fornybare energien måtte komme fra solenergi og vindkraft på land eller fra havet. EU sikter på denne måten mot en energiforsyning som i stadig sterkere grad baserer seg på øyeblikkets naturgitte forutsetninger og hvor reguleringsevnen er liten. Dette betyr også at det må utvikles nye kilder til fleksibilitet for at man alltid skal kunne ha balanse mellom produksjon og forbruk.

Vindkraft og solenergi har høye investeringskostnader og svært lave driftskostnader sammenliknet med det fossilbaserte energisystemet man har hatt fram til nå. En slik energiomlegging, som det verden, Europa og Norge er midt inne i, innebærer derfor at engrosprisene på kraft vil trolig svinge langt mer, og annerledes enn tidligere. Dette gir økt usikkerhet for investorer, produsenter og forbrukere.



Figur 10-2 EUs fornybarmål vs. Faktisk fornybarandel i EU i perioden 2004 til 2021 (Kilde: Europakommisjonen, (Eurostat u.d.))

10.6 Norsk klima- og energipolitikk blir stadig mer integrert med Europa

Norges klima- og energipolitikk er gjennom de siste årene blitt stadig nærmere knyttet til Europa. Et forhold er formalitetene og dynamikken i EØS-avtalen. Et annet forhold er knyttet til markedsmuligheter og systembehov i selve energiforsyningen i Norge og Europa. Naturgitte variasjoner i lokal fornybar energiproduksjon tilsier at det er rasjonelt å bygge ut mer overføringskapasitet både innen land og over landegrensene.

I de første årene med klimadebatt i Norge sto ikke energiforsyningen sentralt. Dette hadde åpenbart sammenheng at den norske kraftforsyningen i all hovedsak var fornybar og karbonfri. Diskusjonene knyttet seg da mer til konsekvensene av overføringsforbindelser til utlandet og mulige prisvirkninger av kull, gass og CO₂-kvotesystemet inn i det norske og nordiske kraftmarkedet. Ordningen med kompensasjon til norsk kraftkrevende industri for prisen på norsk vannkraft av CO₂ prisen på Europas termiske kraft var et resultat av slike diskusjoner. Ordningen ble innført fra og med 2013, se også faktaboks i kapittel 8.10.

2015 markerte en viktig milepæl i Norges samarbeid med EU om klimapolitikken. I stedet for å melde inn en nasjonal reduksjonsambisjon til det FN-opplegget som skulle bli vedtatt i Paris samme året, søkte Norge om å bli del av en felles forpliktelse med EU. Dette førte blant annet til en todeling av de klimapolitiske målene og virkemidlene også i Norge. Virksomheter som ble definert som kvotepliktige kunne kjøpe og selge kvoter mellom virksomheter og land innenfor en gitt mengderamme. Øvrige nasjonale utslipp ble nå underlagt et EU/EØS-bestemt nasjonalt reduksjonsmål.

Den direkte virkningen på det norske kraftsystemet var i utgangspunktet (i 2015) trolig begrenset, all den tid vår elektrisitetsforsyning var basert på en stor andel regulerbar vannkraft. Men den indirekte virkningen av EØS-avtalen og den felles europeiske klimapolitikken må forventes å bli større. Vi integreres mot markeder med liten og dyr produksjonsfleksibilitet og vi må i økende grad elektrifisere det norske samfunnet for å innfri vår del av et forpliktende europeisk og nasjonalt klimamål. Krigen i Ukraina og ettervirkningen av denne kommer etter all sannsynlighet til å forsterke

arbeidet med energiomlegging, både i retning av større lokal produksjon av fornybar energi og en utvidet mulighet til energiutveksling mellom land og regioner.

10.7 Klimatiltakene – et nytt energipolitisk paradigmeskifte

De forutsetningene som gjaldt da energiloven ble vedtatt og bidro til å forme kraftsystemene i Norge, Norden og Europa, har endret seg betydelig.

Klimapolitiske tiltak har begynt å sette sitt preg på energiforsyningen og kraftsystemene på en helt annen måte enn for bare 10 år siden. Det hersker fortsatt usikkerhet om fremdriften i klimaarbeidet, og om gjeldene klimamål faktisk vil bli nådd. Dette gjelder både Parisavtalen, EUs målsettinger og lokale norske klimamål. Det er likevel ikke tvil om den nye utviklingsretningen som følger av klimamotivert omstilling. Aktuell politikk skaper endringer. Fornybar energi vil få en langt større plass i energiforsyningen. Den tvil som måtte eksistere handler mer om endringstempo enn om endringsretning og de langsiktige konsekvensene for kraftsystemene.

Klimapolitikken i Europa, som vi er tett integrert med, virker inn på kraftmarkedet og elektrisitetsforsyningen på flere måter enn gjennom selve energiomleggingen i de berørte land. Dette ser en blant annet når kraft- og kvotepriser (for utslipp av klimagasser) endres slik at det forrykker konkurransevnen til europeisk industri. Slike forhold kan ha store konsekvenser for kraftbalansen i regioner og land. Europeisk aluminiumsindustri har for eksempel tapt konkurransekraft slik at kraftforbruk og klimagassutslipp (i Europa) har gått sterkt ned de siste 20 årene. Samtidig har forbruket av aluminium i Europa gått betydelig opp, noe som har bidratt til tilsvarende utslippsøkninger i andre deler av verden. Slike forhold ligger bak klimapolitiske tiltak som CO₂ kompensasjon til enkelte industribransjer, og forslagene om en egen karbontoll (CBAM) på innførsel av visse varer til Europa, se også faktaboks i kapittel 8.10.1.

Elektrifisering av LNG produksjonen på Melkøya er et annet eksempel på klimamotivert konsekvens inn i kraftmarkedet. Dette tiltaket må, etter regjeringens uttrykte oppfatning, gjennomføres for å kunne nå Norges del av utslippsmålene. Beslutningen om dette har direkte konsekvenser for både produksjon og distribusjon av kraft i Finnmark, Norge, og i Sverige.

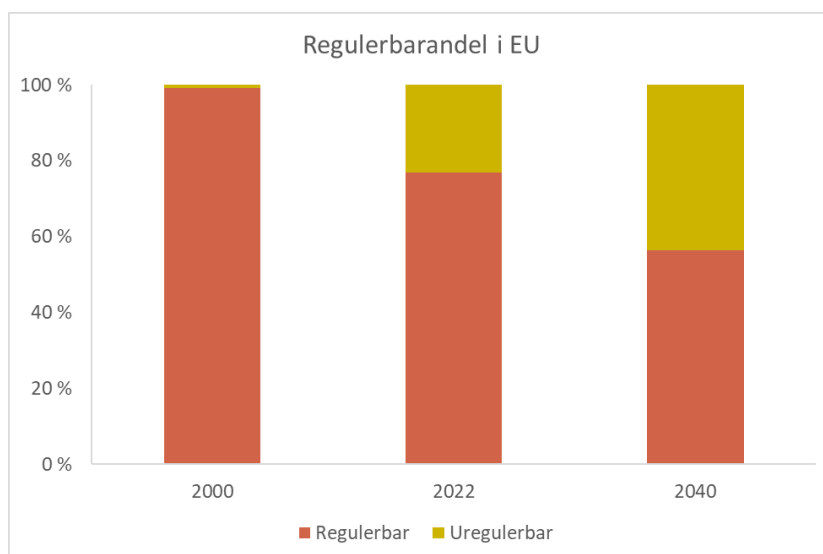
Vi er altså vitner til at globale mål om klimagassreduksjoner er «transformert» til europeiske og nasjonale mål om økt produksjon av fornybar energi. Dette er igjen fulgt opp av regionale og nasjonale støtteordninger for å innfri de mål og krav som blir satt. I tillegg til konkrete mål og støttetiltak for fornybar energiproduksjon, er det gjennom kvotesystemet for utslipp av klimagasser (CO₂ kvoter) strammet inn på muligheten og lønnsomheten for fossilbasert kraftproduksjon. Ordinære investerings-kriterier, lønnsomhetsvurderinger basert på den prisen en kan forvente ut fra forholdet mellom tilbud og etterspørsel i markedet, er på denne måten delvis satt ut av spill. Tilbudssiden er sterkt preget av både politiske restriksjoner og av støtteordninger, mens de politiske virkemidlene for å «styre» etterspørselssiden er langt svakere. Et viktig kompliserende aspekt er også usikkerheten om den politiske aksepten av naturinngrep som følge av utbygging av ny fornybar energi.

Den mest dramatiske konsekvensen av energiomleggingen er likevel at en går fra mobile og fleksible energibærere til et system med lite regulerbar produksjonskapasitet. Kullkraft, gasskraft og vannkraft med magasiner kan skrus av og på etter som behov og dermed prisene svinger. Her er prisene en konsekvens av en markedssituasjon og samtidig et styringssignal til produsentene om hvordan det er rasjonelt å agere. Dette gjelder ikke for storparten av ny fornybar produksjonskapasitet. Hverken sol eller vind er behovsstyrt og marginal produksjonskostnad ligger ned mot null. Det betyr isolert sett at

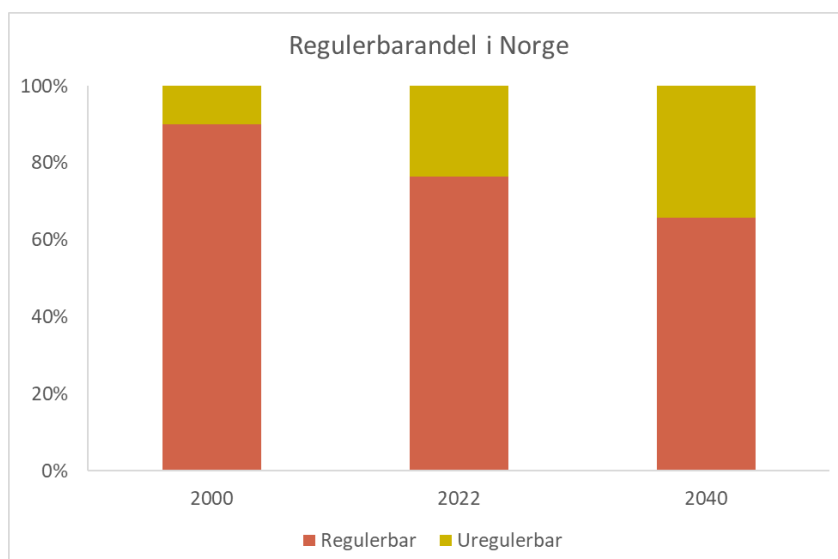
spotprisen får svekket sin rolle som styringsinstrument i kraftforsyningen inntil en får på plass konkurransedyktige muligheter for lagring av elektrisitet, for eksempel batterier eller hydrogen.

Den åpenbare årsaken til kraftpriskrisen som rammet Europa og Norge i 2021 kan knyttes til energiknappheten og de høye gassprisene som oppsto på grunn av krigen mellom Russland og Ukraina. Denne krisesituasjonen har bidratt til å framskynde og forsterke en allerede planlagt klimamotivert omlegging av Europas energiforsyning. Det norske kraftforsyningssystemet må derfor forholde seg til at de klimapolitiske konsekvensene for elektrisitetsproduksjon og markedssystemet for kraft kan forventes å bli større og komme raskere enn det man tidligere kanskje så for seg.

Et grunnleggende spørsmål som tvinger seg fram er hvor stor andel av energiforbruket som kan dekkes av en energiproduksjon som er uregulerbar og har marginalkostnad ned mot null, før det nåværende markeds- og reguleringssystemet må gjøres til gjenstand for mer fundamentale endringer.



Figur 10-3 Regulerbarandel i EU i 2000, 2022 og 2040 (Kilde: IEA)



Figur 10-4 Regulerbarandel i Norge (Kilde: SSB, NVE)

11 Krisetiltak og reformer i Europa

Europa har lagt bak seg en periode med høye og til dels sterkt svingende kraftpriser. Utfordringene i de europeiske landene har påvirket kraftprisene også i Norge, spesielt i sørlige deler av landet der tilknytningen til det europeiske kraftmarkedet er større enn i landet for øvrig. Mandatet ber utvalget redegjøre for arbeidet med krisetiltak og mer langsiktige reformer knyttet til prisfastsettelsen i det europeiske kraftmarkedet, og hvordan gjennomføring av foreslåtte eller diskuterte tiltak i EU og de europeiske landene kan påvirke prisdannelsen på kraft i Norge. Virkningen skal vurderes ut fra antatte påvirkninger fra det europeiske markedet, men også ut fra om tilsvarende tiltak ble innført i det norske kraftsystemet. Det skal vurderes om det er rasjonelt å innføre alternative tiltak som svar på EU-landenes eller Storbritannias endringer i markedsdesign.

Dette kapitlet gir en kronologisk gjennomgang av arbeidet i EU og status for arbeidet med langsiktige reformer i EU og Storbritannia. Kapitlet opplyser også om lignende tiltak som har blitt innført i Norge. *Vurderingen* av tilsvarende tiltak i det norske kraftsystemet gjøres i kapittel 15-17.

11.1 Hovedtrekkene i Europas reformarbeid

I 2021 og 2022 gjennomførte EU og EU-landene en rekke midlertidige tiltak som følge av energikrisen. På EU-nivå dreide tiltakene seg i stor grad om å sikre energiforsyningen i møte med Russlands kutt av gass eksport til Europa, samt å styrke medlemslandenes evne til å finansiere støtteordninger gjennom skattetiltak. EU har i liten grad lagt opp til inngrep i engrosmarkedene, der kun enkelte land har fått særskilte unntak. Mellomlandshandelen med kraft og gass har blitt sett på som viktig for å sikre forsyningen til alle land, og det har ikke vært åpnet for handelsrestriksjoner. For å sette medlemslandene i stand til å dempe forbrukernes energiregninger, åpnet EUs statsstøttereguleringer for midlertidige støtteordninger som etter planen skal fases ut når krisen avtar. Selv om statsstøttereglene setter en felles ramme, har vært medlemsland selv hatt ansvar for støtteordninger for egne forbrukere. Det har ført til en lang rekke ulike ordninger i ulike europeiske land. Norge, som ikke har hatt gassmangel, har vært i en annen situasjon enn de fleste EU-land. Norge har likevel vært påvirket av den europeiske energikrisen gjennom prissmitte, og har i stor grad gjennomført tilsvarende eller lignende tiltak som EU-landene når det har vært relevant.

EUs arbeid med en langsiktig reform av kraftmarkedets design var i utgangspunktet motivert av å sikre at forbrukerne skulle få bedre nytte av den økende andelen rimelig, fornybar kraft i den europeiske kraftmiksen, og forhindre at volatile gasspriser driver strømgningene opp slik situasjonen var gjennom krisen. I det endelige reformforslaget bevares den grunnleggende prismekanismen i det europeiske engrosmarkedet for kraft, og nye lovendringer dreier seg i stor grad om å legge til rette for prisstabilisering for eksempel gjennom økt bruk av PPAer (se kapittel 6.1.3 og 6.7) og fastprisavtaler. EUs kraftmarkedsreform er enda ikke ferdigstilt, og det er usikkert om de nye markedsreglene til slutt vil tillate en større grad av støtte eller omfordeling til forbrukerne for å dempe strømgningene. Et eksempel på dette er uenigheten mellom medlemslandene om i hvilken grad staten bør kunne overføre inntekter fra kraftprodusentene til forbrukerne gjennom statlige CfD-ordninger⁴⁶. En bekymring er at slike ordninger kan skape ulike konkurransevilkår i det indre markedet, dersom graden av omfordeling blir forskjellig fra land til land. EUs reformforslag anses som EØS-relevant, og reformen vil få direkte effekt i Norge dersom lovendringene tas inn i EØS-

⁴⁶ CfD betyr contract for differences. På norsk brukes ofte differansekontrakter. Uttrykket statlig CfD brukes ofte om kontrakter der staten for eksempel ønsker å subsidiere kraftproduksjon. Rent økonomisk og praktisk fungerer de fleste CfD-kontrakter på samme måte som langsiktige finansielle avtaler som forklart i kapittel 6.1.3. Forskjellen er som regel dels at avtaleprisen ikke er markedsbestemt på samme måte som lignende avtaler i fremtidsmarkedet (markedsbaserte avtaler inneholder normalt ikke noen elementer av subsidier) og dels at varigheten ofte er lenger. En PPA kan forstås som en markedsbasert CfD.

avtalen. Storbritannia har samtidig som EU satt i gang et arbeid med en egen kraftmarkedsreform, men det har enda ikke blitt fremlagt forslag om lovendringer. Diskusjonene man ser i Storbritannia i forbindelse med reformen har mange likhetstrekk med de man har sett i EU.

Da Kommisjonen la frem sitt forslag til kraftmarkedsreform i mars 2023, ble reformen satt i sammenheng med EUs bredere respons til et nytt handelspolitisk klima. Russlands angrep på Ukraina hadde synliggjort hvor avhengig og sårbar Europa hadde vært for forsyninger fra et autoritært regime med store energiresurser. Kina har de siste tiårene bygget opp en tilsvarende dominerende posisjon innenfor en rekke verdikjeder som vil være sentrale i en klimanøytral økonomi. Denne utviklingen har medført en endring fra økt globalisering til det som ofte omtales som risikoreduksjon («derisking»), der vestlige økonomier vil bygge opp egne forsyningskjeder innenfor strategiske områder. USAs Inflation Reduction Act, som innebærer subsidier til grønn industri, trede i kraft i begynnelsen av 2023. For EU innebærer utviklingen at det blir satt ytterligere fart på den grønne omstillingen der et allerede høyt ambisjonsnivå har blitt styrket med en sikkerhetspolitisk dimensjon. EUs målsetninger dreier seg om raskere utbygging av fornybar kraft og de fleksibilitetsløsningene som på sikt kan erstatte gassens rolle i kraftsystemet, samt egen produksjon av de mineralene, metallene og teknologiene som trengs i omstillingen. I EUs største økonomier diskuteres det hvordan industrien kan sikres energi til konkurransedyktige priser gjennom en omstillingsprosess som er definert av høy usikkerhet. Dette er en diskusjon som vil kunne fortsette i EU, selv etter at den pågående kraftmarkedsreformen er ferdigstilt.

11.2 Høst og vinter 2021/22: Beskyttelse for sårbare forbrukere

Høsten og vinteren 2021/22, før Russlands invasjon av Ukraina, ble de stigende energiprisene oppfattet som en midlertidig situasjon i EU. De enkelte medlemslandene innførte ulike tiltak i respons til høye priser på nasjonalt nivå, spesielt rettet mot sårbare forbrukere. Kommisjonen bidro med å tydeliggjøre hvilke tiltak som ville være tillatt innenfor EUs gjeldende markeds- og statsstøtteregler. Til tross for at enkelte medlemsland argumenterte for endringer i de felleseuropeiske energimarkedsreglene med sikte på å dempe prisene, var Kommisjonen avventende med å sette i gang reformarbeid. Analyser fra ACER og ESMA støttet Kommisjonens argumenter om at de høye prisene reflekterte velfungerende marked som ga riktig prissignal i en situasjon med knapphet.

I energikrisens tidlige fase oppfordret EU sine medlemsland til å begrense omfanget av subsidier, i hovedsak ved å rette støtteordninger mot sårbare eller energifattige husholdninger. En del av begrunnelsen for dette var å unngå en større økning av etterspørsel i en knapphetssituasjon. EU-landenes støtteordninger påvirket neppe norske strømpriser i noen betydelig grad høsten og vinteren 2021/22. I Norge ble det, i likhet med i mange EU-land, innført støtteordninger for sluttbrukere. Den norske strømstøtteordningen for husholdninger ble lagt frem av regjeringen 16. desember 2021. Andre eksempler på støtte rettet mot sårbare forbrukere i Norge er økt bostøtte og strømstipend til studenter.

11.2.1 Medlemslandenes reaksjoner

I løpet av høsten 2021 hadde de fleste medlemsland begynt å innføre tiltak for å dempe virkningene av de høye energiprisene på nasjonalt nivå, i hovedsak i form av midlertidige tiltak som tok sikte på å beskytte sårbare forbrukere. Enkelte medlemsland, deriblant Frankrike og Spania, mistenkte markedssvikt eller uegnet kraftmarkedsdesign, og argumenterte for reform av de felleseuropeiske markedsreglene allerede høsten 2021. Andre, deriblant Tyskland, advarte mot å igangsette større regelverksendringer i det som ble oppfattet som en midlertidig krisesituasjon. Videre viste spesielt Polen sterk bekymring for Russlands makt over europeiske gasspriser, samt mulig manipulasjon av

CO₂-prisene. Polen ba sammen med Tsjekkia om at EUs kvotehandlingssystem skulle suspenderes som en respons på de høye energiprisene. I EU dannet det seg et politisk skille mellom sør-europeiske land som i større grad ønsket å gripe inn i markedet, og nord-europeiske land som ønsket og avvente situasjonen og unngå å forstyrre markedssignalene. De økte CO₂-prisene var i hovedsak en bekymring for de øst-europeiske landene med størst innslag av kull i kraftmiksen.

11.2.2 Kommisjonens vurderinger: Verktøykassen

13. oktober 2021 la Kommisjonen frem en kommunikasjon kalt verktøykassen. Her forklarte Kommisjonen sin forståelse av situasjonen i energimarkedene, og spådde at energiprisene ville forbli høye gjennom vinteren 2021/22, og deretter falle fra våren 2022. Videre viste Kommisjonen til ulike tiltak mot virkningene av høye energipriser som medlemslandene kunne vurdere å innføre på nasjonalt nivå, uten at tiltakene risikerte å komme i strid med gjeldende EU-regler. Eksempler på slike tiltak er reduksjon av skatter og avgifter i energisektoren og midlertidig økonomisk støtte til sårbare eller energifattige husholdninger. Støtte av generell karakter, som hjelper alle energiforbrukere, utgjør ikke ulovlig statsstøtte. Kommisjonen pekte på at slike ikke-selektive tiltak kan komme i form av generelle reduksjoner av skatter og avgifter, eller generell redusert sats på leveranse av energivarer. Støtte til næringslivet som er rettet mot spesifikke sektorer eller selskap er strengere regulert under EUs statsstøtteregler, for å unngå konkurransevridning i det indre markedet. Kommisjonen peker likevel på enkelte omstendigheter der målrettet støtte til næringslivet kan godkjennes. Ellers oppfordrer Kommisjonen medlemslandene til å legge til rette for økt bruk av PPAer (fastprisavtaler) mellom selskaper og kraftprodusenter som et grep for å oppnå stabile sluttbrukerpriser for næringslivet. I tillegg ba Kommisjonen ACER og ESMA, EUs byråer for energi og markedstilsyn, om å undersøke henholdsvis energimarkedene og CO₂-markedet for å avdekke mulige markedssvikter eller manipulasjon.

ACER og ESMA's rapporter om energi- og CO₂-markedene

På bestilling fra Kommisjonen leverte ACER og ESMA sine første delrapporter om energimarkedene og CO₂-markedet i november 2021 (ACER 2021, ACER 2022, ESMA 2021, ESMA 2022). Delrapportene ble fulgt opp med mer detaljerte analyser våren 2022.

ACERs funn: I sin første delrapport av november 2021 pekte ACER på globale gasspriser som hovedårsak til de høye gass- og kraftprisene i Europa. CO₂-prisen hadde også steget i løpet av 2021, men i langt mindre grad enn gassprisen, og CO₂-prisens effekt på kraftprisene var også mindre enn gassprisens utslag. Kraftprisene varierte mellom ulike medlemsland, men de landene med høyere andel gass i kraftmiksen, i kombinasjon med lav kapasitet for kraftutveksling, skilte seg ut som mer utsatt enn andre. ACER fant ikke grunnlag for å si at Gazprom hadde drevet med ulovlig markedsmanipulasjon, selv om det var tydelig at selskapet hadde levert mindre gass til Europa enn det som kunne ha vært forventet i en situasjon med høye gasspriser. Kommisjonen hadde på dette tidspunktet begynt å forberede sine egne undersøkelser av Gazproms adferd i markedet.

Videre advarte ACER om at Europa befant seg i en svært sårbar situasjon foran vinteren 2021/22, da gasslagrene ikke var tilstrekkelig fylt til å dekke høy etterspørsel i tilfelle en kombinasjon av kald vinter og fortsatt lave importnivåer. ACER anbefalte derfor tiltak for å styrke forsynings sikkerheten, gjennom å øke gassimporten og sikre lagringsnivåene. ACER fant ellers ikke tegn til markedssvikt, og advarte mot større endringer i energimarkedenes design som følge av de høye energiprisene. Begrunnelsen var at prisene ga effektivt uttrykk for reell energiknapphet, og at man ved å endre på markedsreglene med mål om lavere priser ville risikert å forverre forsynings sikkerheten og samtidig sette langsiktige mål om energieffektivitet og grønn omstilling på spill. Denne analysen ble utdypet i oppfølgingsrapporten fra april 2022, og ACERs rapporter var lenge et viktig referansepunkt for

Kommisjonen og nord-europeiske medlemsland, som i begynnelsen av energipriskrisen var skeptiske til endringer i markedtsdesign.

ESMAs funn: ESMAs rapporter kom på bakgrunn av medlemslandenes bekymringer rundt mulig spekulasjon i CO₂-markedet. I sine undersøkelser fant ESMA en klar trend mot økende antall deltagere i CO₂-markedet, både kvotepliktige og finansielle aktører, men mente at denne utviklingen var i samsvar med veksten i markedet og ikke kunne sees på som bevis for ulovlig eller ugunstig spekulasjon. ESMA forklarte økningen i CO₂-prisen med andre tilbud- og etterspørselsfaktorer: CO₂-prisene hadde vært stigende som følge av EUs finanspolitiske stimuleringspakker under COVID-pandemien og som følge av økte klimaambisjoner under European Green Deal. Når energiprisene begynte å stige høsten 2021 økte også etterspørselen etter kvoter til kullkraftproduksjon, som selv med den relativt høye CO₂-prisen ble konkurransedyktig i forhold til svært dyr gasskraft. ESMA pekte, som ACER, på at prisøkningen i CO₂-markedet var betydelig lavere enn i gassmarkedet. Samtidig viste ESMA til at kvotedirektivets artikkel 29a beskytter mot ekstreme prisøkninger. Denne artikkelen sier at Kommisjonen skal kalle inn til møte med medlemslandene for å diskutere mulige grep dersom CO₂-prisen i over seks måneder har vært mer enn tre ganger så høy som gjennomsnittsprisen de forrige to årene. Disse forholdene ble ikke innfridd i 2021/22, og de øst-europeiske medlemslandene som hadde tatt til orde for suspensjon av kvotehandelen i kontekst av energipriskrisen fikk ikke gjennomslag.

11.3 Vår og sommer 2022: Sikre gassforsyningen, stabilisere økonomien og fremskynde grønn omstilling

Russlands invasjon av Ukraina i februar 2022 satte Gazproms adferd i det europeiske gassmarkedet i en kontekst av aggresjon. Gjennom 2022 fortsatte Russland med gradvise eksportkutt som la høyt press på energiprisene i Europa, og EU måtte være forberedt på å håndtere et mulig totalt kutt av eksport fra russisk side. EUs umiddelbare fokus var på å sikre gassforsyningen gjennom økt import fra andre handelspartnere og felles regler for gasslagring. Fremskyndelsen av utbyggingen av egen, fornybar energiproduksjon ble en pilar i strategien for energiavhengighet. Ambisjonsnivået i EUs grønne omstilling ble dermed ikke svekket i krisen, men snarere styrket, med en tydelig sikkerhetspolitisk dimensjon. Medlemslandene fikk i løpet av våren og sommeren 2022 utvidet handlingsrom til å støtte økonomien i møte med de høye energiprisene og andre effekter av krigen i Ukraina. Der felles-europeiske tiltak i hovedsak var rettet mot å sikre energiforsyningen, fikk medlemslandene i større grad selv ansvar for å støtte forbrukere på nasjonalt nivå. Kommisjonen var samtidig under økende press for å gripe inn i markedene. I juni 2022 kom de første eksemplene på markedsinngrep, og Kommisjonen bekreftet at en reform av de felles-europeiske kraftmarkedsreglene igangsettes i lys av energikrisen.

Et sentralt grep EU tok for å sikre Europas gassforsyning var å sette obligatoriske lagringsnivå for gasslagrene før vintersesongen. EUs gasslagringsmål fikk direkte, prisdempende effekt på engrosprisene for gass i EU-landene, og kan ha hatt indirekte effekt på kraftprisene i Norge. Målene kan ha drevet de europeiske gassprisene opp i sommersesongen da gasslagring måtte prioriteres over gass til andre formål, men samtidig skapt større forutsigbarhet som bidro til å dempe risikoelementet og dermed også prisveksten spesielt gjennom vintersesongen. I tillegg til gasslagringsmålene vedtok EU også midlertidige mål om å redusere det totale gassforbruket i hvert medlemsland, som kan ha hatt en videre dempende effekt på energiprisene. Mål for gasslagring er ikke direkte relevant for Norge, som ikke er avhengig av gasslagring til vinterforbruk i motsetning til mange EU-land. Eksempler på mulige, tilsvarende tiltak rettet mot å styrke forsyningssikkerheten i Norge kan være minstekrav til fyllingsgrad i de norske vannkraftmagasinene, samt det norske

forslaget til styringsmekanisme som ble sendt på høring 29 juni 2023. Mulige priseffekter av slike tiltak vurderes i kapittel 14.

Gjennom endrede retningslinjer for statsstøtte fikk EU-landene større handlingsrom til å støtte bedrifter. I Norge ble det lagt frem forslag om strømstøtte til jordbruks- og veksthusnæringen allerede i januar 2022, og ordninger for strømstøtte til næringslivet og lånegarantier for strømintensive bedrifter fulgte høsten 2022. Det at EU-landene selv fikk ansvar for å utforme støtteordninger på nasjonalt nivå, førte til en lang rekke ulike ordninger med ulikt støttenivå som kan ha gjort det krevende å vurdere norske bedrifters konkurransevilkår mot vilkår i andre europeiske land. Tyskland og Sverige er de eneste landene, i tillegg til Norge, som har innført støtteordninger for strømkostnader i næringslivet generelt. En rekke andre land har hatt tiltak som reduksjon av avgifter på energiforbruk, tilsvarende som reduksjon av den norske el-avgiften, og også støtte til annen energibruk, som gass og drivstoff. Samtidig som omfanget av støtte til sluttbrukere økte i EU-landene, ble det innført mål for energisparing som bidro til å motvirke den prisdrivende effekten støtten kunne ha fått i engrosmarkedet.

Når EU gikk inn for å øke ambisjonsnivået i den grønne omstillingen i respons til krisen, ble det gjort gjennom forslag til endringer i direktiv som er EØS-relevante. Dette dreier seg om økte målsetninger i fornybardirektivet og energieffektiviseringsdirektivet, nye krav i bygningsenergidirektivet, og nye regler for å sikre raskere fornybarutbygging. Disse grepene får ikke umiddelbar effekt for strømprisene, men formålet på sikt er å oppnå klimamålene, trygge forsyningen og sikre rimelige priser gjennom omstillingen. Når forslagene er ferdigforhandlet i EU, må det vurderes om de reviderte direktivene skal innlemmes i EØS-avtalen.

11.3.1 Prisdrivere og tiltak

En relativt mild vinter i Europa 2021/22 og økt LNG-import hadde bidratt til at Europas gasslagre holdt godt gjennom varmesesongen, selv med lav fyllingsgrad ved inngangen til vinteren. Et stabilt, høyt nivå av rørgassimport fra Norge bidro også til den europeiske forsyningssikkerheten. Likevel lå prisnivået i gassmarkedet svært høyt med et høyt risikopåslag i prisen i en situasjon med større innslag av LNG i markedet og der europeiske gassimportører måtte konkurrere direkte i et internasjonalt LNG-marked med stor usikkerhet.

Kommisjonen opplevde et økende press fra enkelte medlemsland for å åpne for større inngrep i de europeiske energimarkedene. Like før invasjonen av Ukraina hadde Spania i et brev til Kommisjonen bedt om lovendringer for å adressere de strukturelle svakhetene i Europas energimarked på kort og lang sikt. I brevet pekte Spania på at perioden med høye priser ville være lengre enn først antatt, og at en kriserespons hovedsakelig basert på statsstøtte ikke ville være bærekraftig for medlemslandenes budsjetter på sikt. Siden enkelte medlemsland har større budsjetter enn andre, vil dette dessuten kunne føre til ulike støttenivå for forbrukere i ulike land. På kort sikt ba Spania om en felles-europeisk løsning for å «frikoble» kraftprisene fra gassprisene, for eksempel i form av et pristak på gass, og at Kommisjonen vurderer tiltak rettet mot inframarginale kraftprodusenters svært høye inntekter. På lengre sikt ba Spania om en europeisk kraftmarkedsreform med mål om å sikre at forbrukere i større grad drar nytte av den økende andelen fornybar kraft med lave produksjonskostnader, samtidig som investeringsinsentivene for fornybar kraft beholdes. Spanias innspill skulle få støtte fra Frankrike, Italia, Portugal og Hellas.

24 februar 2022 gikk Russland til fullskala invasjon av Ukraina, og som en respons på invasjonen ba medlemslandene Kommisjonen om å legge frem beredskapsplaner for Europa. For energisektoren ba EUs energiministre spesifikt om en oppdatering av verktøykassen fra oktober 2021 med nye forslag til tiltak som kunne få umiddelbar effekt for forbrukernes energiregninger, forslag til tiltak for å

styrke forsyningssikkerheten for gass, og en plan for å diversifisere Europas gassimport og kutte avhengigheten av Russland blant annet gjennom forbedring av infrastrukturen for LNG i Europa.

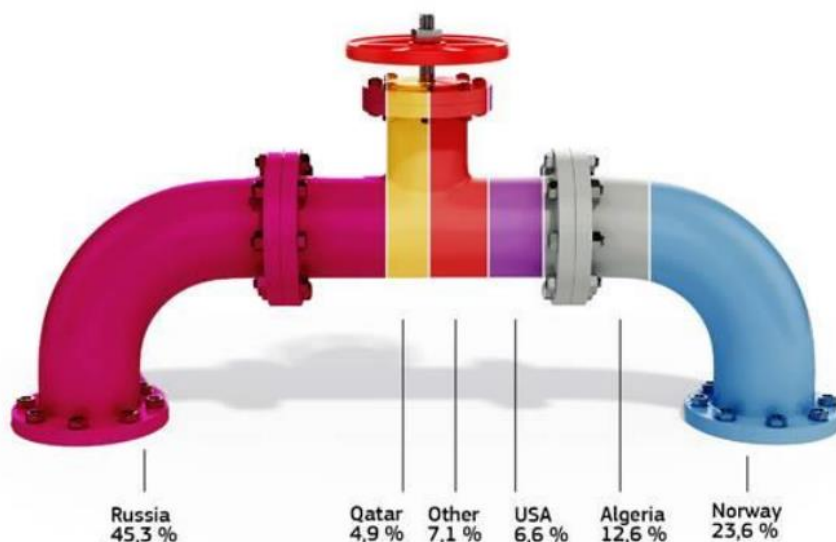
11.3.2 REPowerEU-strategien

8. mars 2022 la Kommisjonen frem REPowerEU-strategien. Strategien oppdaterte verktøykassen fra oktober 2021 med forslag til tiltak som kunne få umiddelbar effekt for forbrukerens energiregninger, beskrivelser av hvordan EU kan styrke forsyningssikkerheten for gass, og en plan for hvordan EU kan gjøre seg uavhengig av russisk gassimport.

Tiltak med umiddelbar effekt: Kommisjonen bekreftet at den pågående energikrisen var en situasjon der midlertidig regulering av strømpriser for husholdninger og mikrobedrifter vil tillates etter artikkel 5 i el-markedsdirektivet. Selv om skattepolitikk generelt faller utenfor EUs kompetanse, peker Kommisjonen på at medlemslandene selv har mulighet til å beskatte selskaper som har fått ekstraordinært høye inntekter som følge av krisen for å finansiere støttetiltak. Medlemslandenes inntekter fra EU ETS kan brukes til å finansiere tiltak. Videre viste Kommisjonen til at eksisterende statsstøtteregler tillater medlemslandene å støtte landbruket i møte med høye energipriser, at CO₂-kompensasjon kan brukes til å dempe den andelen av strømregningen som skyldes indirekte CO₂-kostnader for konkurranseutsatt industri, og i enkelte tilfeller også midlertidig støtte til andre typer bedrifter – for eksempel støtte ved manglende likviditet i eksepsjonelle og uforutsette situasjoner. Samtidig varslet Kommisjonen at det vil legges frem nye, midlertidige retningslinjer for statsstøtte som vil gi medlemslandene ytterligere handlingsrom, og videre at Kommisjonen ville vurdere behovet for lovendringer til de felles-europeiske kraftmarksreglene blant annet ved hjelp av analyser fra ACER.

Forsyningssikkerheten for gass: Kommisjonen varslet i REPowerEU-strategien et lovforslag som vil sette en obligatorisk fyllingsgrad i europeiske gasslagre ved inngangen til hver vinter, definerer gasslagre som kritisk infrastruktur, og at statsstøtte ville tillates for å oppnå fyllingsgraden. Kommisjonen meldte også at de ville støtte medlemslandene i å koordinere fyllingen av gasslagre, og at undersøkelsen av Gazproms mulige markedsmanipulasjon skulle fortsette.

Plan for uavhengighet: I 2021 utgjorde gass nært en fjerdedel av EUs totale energibehov, og russisk gass utgjorde over 40 prosent av EUs totale gassimport. Russland stod dermed for rundt 10 prosent av EUs totale energibehov. I REPowerEU-strategien la Kommisjonen frem sin analyse av hvordan EU kan gjøre seg uavhengig av den russiske importen. Det pektes først og fremst på at Fit for 55-pakken for grønn omstilling kan redusere EUs totale gassforbruk med ca. 30 prosent innen 2030 dersom den vedtas og implementeres i sin helhet. Videre kutt i gassforbruket kan oppnås ved installasjon av solceller og varmepumper i bygg, samt energieffektivisering. Byttet fra bruk av gass til elektrisitet eller hydrogen i industriprosesser kan fremskyndes, og EU kan i større grad støtte egen hydrogenproduksjon og relatert infrastruktur. Utbyggingen av fornybar kraftproduksjon vil måtte fremskyndes, med strammere tidsfrister for behandling av tillatelser. Kommisjonen varslet kommende forslag på alle disse områdene i oppfølging til strategien. I tillegg vil Kommisjonen fortsette dialoger med andre handelspartnere om økt import av gass for å erstatte russiske volum, og støtte investeringer i den infrastrukturen som er nødvendig for å øke importen fra andre land enn Russland.



Figur 11-1 Eksportlandenes andel av EUs gassimport i 2021 (Europakommisjonen 2022)

Figuren viser de største eksportlandenes andel av EUs gassimport i 2021, før krigen i Ukraina. Russland, Algerie og Norge leverer i hovedsak rørgass, mens Qatar og USA leverer LNG. På grunn av den permanente infrastrukturen kan rørgass kun selges til Europa, mens LNG kan selges til høystbydende i det globale markedet.

11.3.3 Oppfølging av REPowerEU-strategien

23. mars 2022 kom første del av oppfølgingen til REPowerEU-strategien. Kommisjonen la da frem nye retningslinjer for statsstøtte, og et lovforslag om obligatoriske fyllingsgrader i Europas gasslagre. I tillegg ble det lagt frem et kort notat rettet mot medlemslandene der Kommisjonen drøfter fordeler og ulemper ved en rekke større inngrep i energimarkedene.

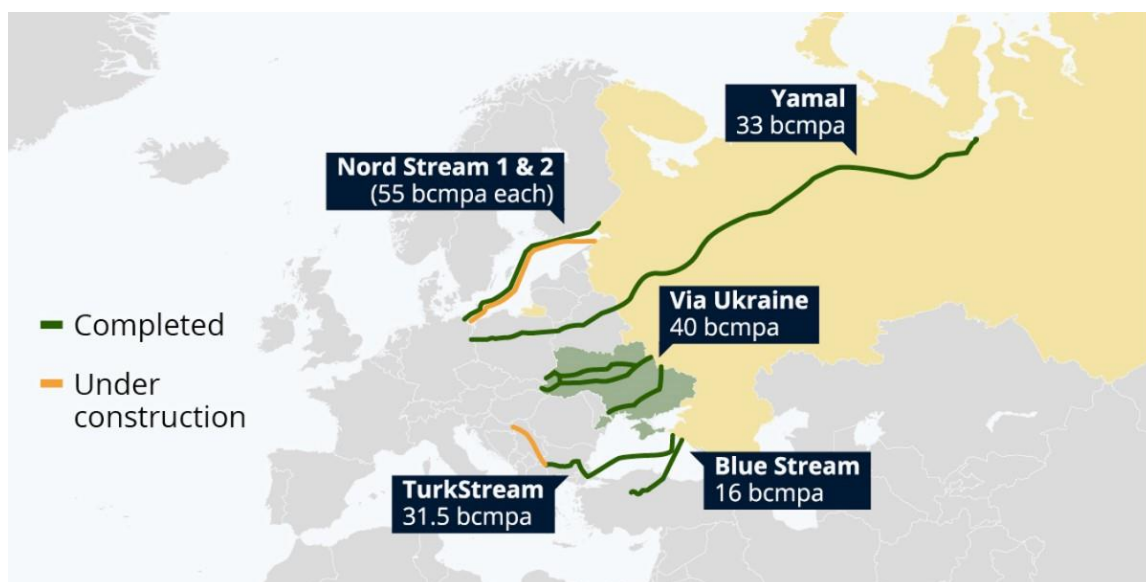
Nye retningslinjer for statsstøtte (TCF): De nye, midlertidige retningslinjene for statsstøtte i krisetid, kalt Temporary Crisis Framework for State Aid (TCF), gir medlemslandene større handlingsrom til å støtte næringslivet i møte med de høye energiprisene og andre effekter av krigen i Ukraina. Større grad av direkte støtte blir tillatt for bedrifter innenfor landbruk, fiskeri og akvakultur. For bedrifter i disse sektorene var det ikke krav om å relatere støtten til økte energipriser, ettersom de ble ansett som spesielt utsatt for effektene av krigen og relaterte sanksjoner. For andre deler av næringslivet ble det åpnet for statlige lånegarantier, som kan bidra til å sikre tilgang til lån. Medlemslandene fikk også mulighet til å delvis kompensere bedrifter for økte energipriser, da spesielt energiintensive bedrifter. I sine tidligere kommunikasjoner hadde Kommisjonen pekt på muligheter for å gi statsstøtte innenfor gjeldende regler, med størst fokus på husholdninger og små bedrifter. Med fremleggelsen av de nye retningslinjene gikk Kommisjonen lengre i å erkjenne næringslivets behov for et høyere støttenivå, samt medlemslandenes behov for økt handlingsrom til å dempe effektene av krigen på økonomien. Retningslinjene skulle ved fremleggelsen kun gjelde ut 2022, men ble senere utvidet og forlenget.

Obligatorisk gasslagring: Som et tiltak for å styrke forsyningssikkerheten for gass, la Kommisjonen frem et ordinært forslag om lovendringer til forsyningssikkerhetsforordningen og gassmarkedsdirektivet. I endringene foreslås det en obligatorisk fyllingsgrad i EUs gasslagre på 80 prosent innen 1 november 2022, og deretter 90 prosent innen 1 november hvert år ut 2025. Videre foreslås det at lagringsoperatørene i EU må sertifiseres av de medlemslandene de opererer i. Da må medlemslandene blant annet vurdere om operatøren kan ha intensiv for å ikke møte

lagringsobligasjonene. Dette kom i respons til fyllingsgraden i russisk-eide gasslagre i EU, som i 2021 og 2022 hadde langt lavere fyllingsgrad enn andre lagre. Det obligatoriske lagringsnivået gjelder kun ut 2025.

Notat om markedsinngrep: Sammen med TCF og lovforslaget om obligatorisk gasslagring, la Kommisjonen også frem en kort kommunikasjon som drøfter fordeler og ulemper og ved en rekke forslag til midlertidige inngrep i energimarkedene som hadde vært fremmet fra ulike hold. Notatet kan forstås som et svar fra Kommisjonen til de medlemslandene som presset for sterkere inngrep i markedene, da det kom i forkant av toppmøte mellom EUs stats- og regjeringsledere 24.-25. mars 2022. Forslagene som drøftes inkluderer et statlig sluttbrukerselskap som demper sluttbrukerprisene for husholdningene, ulike former for pristak i kombinasjon med kompensasjon til berørte aktører, et inntektstak for inframarginale kraftprodusenter, et generelt pristak på gass i hele EU, og muligheten til å forhandle frem avtaler for rimelig import av gass fra andre land enn Russland. Kommisjonen kommenterer at det er svært krevende å identifisere inngrep som gir lik effekt i alle medlemsland og ikke skaper konkurransevridninger i det indre markedet, og som ikke har ulemper i form av høye offentlige utgifter eller risiko for forsyningssikkerheten. Kommisjonen gjentar at det er knapphet i gassmarkedet som er den grunnleggende årsaken til de høye energiprisene, og at diversifisering av import og gasslagring vil være viktig i de kommende årene. Det varsles igjen at Kommisjonen vil vurdere om det er hensiktsmessig å foreslå lovendringer i de felles-europeiske kraftmarkedsreglene som på sikt kan bidra til å levere på EUs energipolitiske mål om energisikkerhet, rimelige priser og klimanøytralitet.

Gassdiplomati og rubel-krav: Kommisjonen fulgte opp dialogen med andre handelspartnere om å øke importen av gass fra andre land for å erstatte russiske volum. 25. mars 2022 besøkte USAs president Biden Brussel, og publiserte sammen med Kommisjonen en felles plan for strategisk energisamarbeid. Planen har blant annet mål om å øke Europas import av amerikansk LNG mot 2030. Like i forkant av møtet hadde Russlands president Putin annonsert at «ikke-vennlige land», inkludert alle EU-land, ville måtte begynne å betale for gass importert fra Russland i rubler. Rubel-kravet ble kritisert som kontraktsbrudd, og skulle ikke bli etterfulgt i særlig stor grad av europeiske aktører.



Figur 11-2 Kart over russiske gassrør til Europa (Kilde: Statista.com 2021)

Bildet viser rørledninger for eksport av russisk gass til Europa. LNG-import kommer i stor grad inn langs kysten i Vest-Europa, mens den russiske rørgassen kommer inn i øst. Da Polen og Bulgaria, som de to første medlemslandene, fikk sin gassforsyning kuttet av Gazprom i april 2022, sørget den europeiske infrastrukturen for gasstransport og samarbeidet om forsyningsikkerhet for at landene kunne motta gass fra sine europeiske naboer. Senere i 2022 skulle åpningen av Baltic Pipe mellom Norge og Polen bidra videre til å styrke Polens forsyningsikkerhet.

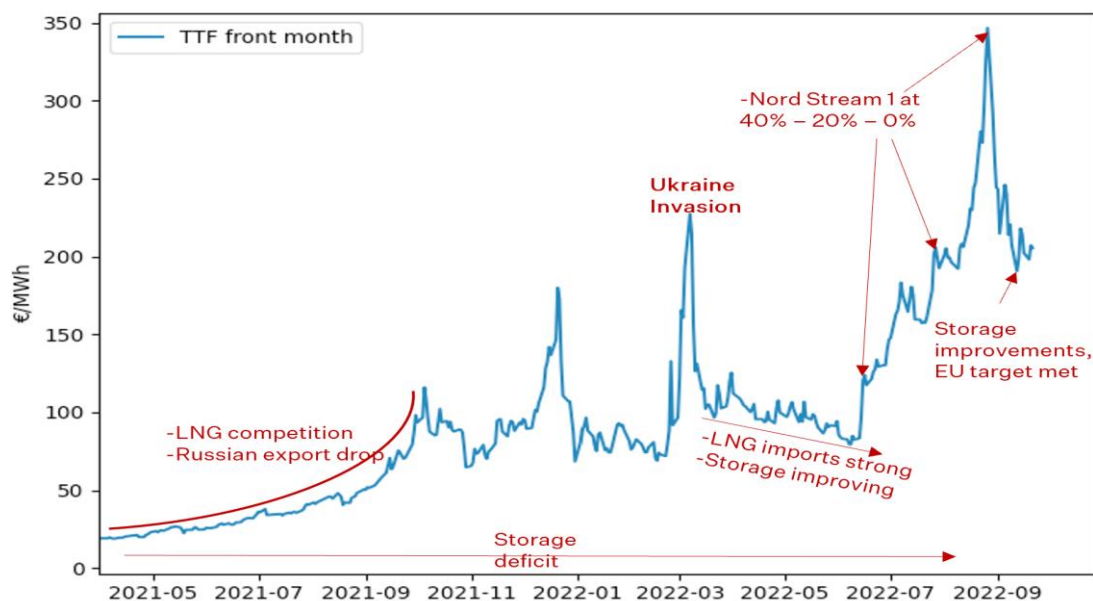
REPowerEU-planen: Kommisjonens videre oppfølging av REPowerEU-strategien fra 8. mars 2022 kom i form av en større lovpakke som ble lagt frem 18. mai 2022. Pakken, kalt REPowerEU-planen, består av en rekke kommunikasjoner og forslag til lovendringer. En hovedkommunikasjon beskriver hvordan forslagene bidrar til utfasing av EUs import av fossil energi fra Russland gjennom diversifisering av import, energisparing, økt fornybar energiproduksjon i Europa og målrettede investeringer. En separat kommunikasjon oppdaterer på nytt verktøykassen med forslag til ulike grep medlemslandene kan ta for å dempe priser for forbrukerne, og drøfter samtidig hvordan EU kan forberede seg på et mulig totalt eksportkutt fra russisk side samt hvordan kraftmarkedsreglene kan justeres for å sette markedet i bedre stand til å håndtere fremtidig prisvolatilitet og en økende andel fornybar kraft. Videre foreslår Kommisjonen at midler fra det felleseuropeiske krisefondet som ble opprettet under COVID-pandemien kan brukes til å finansiere REPowerEU-planen. Planen har også en internasjonal dimensjon, med en ny strategi for EUs energisamarbeid med tredjeland.

Fremskynde grønn omstilling: Kommisjonen er tydelig på at den grønne omstillingen må fremskyndes dersom EU skal lykkes i å redusere sin import av russisk gass. REPowerEU-planen legger opp til en styrkning av Fit for 55-pakken, i form av forslag til endringer i fornybardirektivet (RED), bygningsenergidirektivet (EPBD) og energieffektiviseringsdirektivet (EED). I RED foreslås det at EUs 2030-mål for fornybarandel økes fra 40 prosent til 45 prosent, samt grep som skal sikre raskere behandling av tillatelser og tilgang til areal for fornybarnæringen. Dette følges opp med en anbefaling til medlemslandene om organisering av tillatelsesprosesser og tilrettelegging for PPAer. I EPBD foreslås det mål for installasjon av solceller og varmepumper i bygg, fulgt opp av en EU-strategi for solkraft som legges ut i en egen kommunikasjon. I EED foreslås det at EUs 2030-mål for energisparing økes fra 9 prosent til 13 prosent, fulgt opp av en egen strategi for energisparing. RED, EPBD og EED var allerede under revisjon da de skulle styrkes for å reflektere EUs nye klimamål for 2030 i Fit for 55-pakken. Endringene i REPowerEU-planen utgjør en ytterligere styrkning.

Den internasjonale dimensjonen: Strategien for energisamarbeid med tredjeland beskriver et globalt energilandskap i endring, der nye muligheter til å produsere energi vil oppstå sammen med nye handelsmønstre og behov for transport. Prioriteten på kort sikt er å diversifisere EUs gassimport og redusere importen av fossil energi fra Russland. På lengre sikt beskriver strategien muligheten for nye partnerskap mellom EU og tredjeland innenfor forskning og innovasjon, og handel av rene energivarer og kritiske råmaterialer. Strategien beskriver at Norge allerede har økt sin eksport av rørgass til EU etter Russlands invasjon i Ukraina, og peker på muligheter for videre samarbeid om spesielt hydrogen, karbonfangst og -lagring og kritiske råmaterialer gjennom en grønn allianse mellom Norge og EU. Oppsummert trekker strategien sammenhengen mellom den grønne omstillingen og EUs geopolitiske objektiv om økt motstandsdyktighet og en åpen, strategisk autonomi.

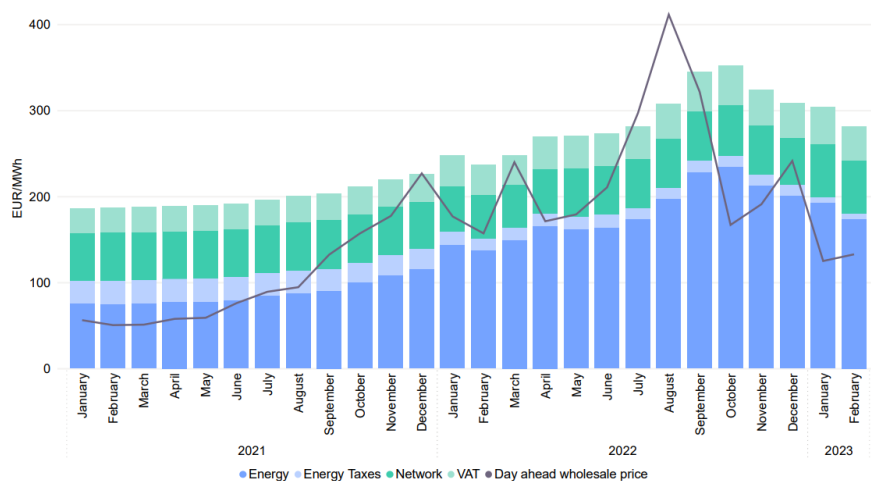
Videre kutt fra russisk side: Tre dager etter fremleggelsen av REPowerEU-planen kuttet Russland sin gasseksport til Finland. Finland hadde nylig levert sin offisielle søknad om NATO-medlemskap, og ikke etterfulgt Russlands nye krav om å betale for importert gass i rubler. Finland gass-TSO kunne veie opp for de tapte russiske volumene med økt import gjennom de baltiske landene. Gazprom reduserte eksporten til Tyskland gjennom Nord Stream 1 med 40 prosent i forkant av toppmøtet

mellom EUs stats- og regjeringsledere 23.-24. juni 2022, der det var forventet at medlemslandene ville gi Ukraina og Moldova status som kandidater for EU-medlemskap. 25. juli annonserte Gazprom en ytterligere reduksjon på 20 prosent, og 19. august ble det annonsert full stans i eksporten til Tyskland gjennom Nord Stream 1. Gazprom hadde i utgangspunktet varslet stans i tre dager på grunn av vedlikeholdsbehov, men eksporten ble aldri gjenopptatt. I løpet av sommeren hadde Gazprom også stanset eksporten til de baltiske landene, mens eksporten til Danmark, Nederland, Østerrike, Slovakia og Italia ble redusert. Europeiske gasspriser nådde sitt historisk høyeste nivå i august 2022 på grunn av usikkerheten kuttene skapte og bekymringer for forsyningsikkerheten foran vinteren 2022/23.



Figur 11-3 Europeisk gasspris (TTF) i sammenheng med kutt i russisk gasseksport (Kilde: ICE, Volue Insight)

Figuren viser hvordan europeiske gassprisøkninger sammenfaller med de gradvise kuttene av gasseksport fra russisk side frem til utgangen av august 2022. Samtidig påvirket en varm og vindstille sommer energiproduksjonen av vind-, kull-, og kjernekraft i Europa, og begrenset dermed tilbudet av alternativer til gasskraft.



Figur 11-4 Gjennomsnittlig day-ahead spotpris og sluttbrukerpris for kraft i EU27 (ACER 2023)

Figuren viser at europeiske spotpriser for kraft også var på sitt høyeste i august 2022, med et forsinket innslag i sluttbrukerprisen de følgende månedene. Linjen viser gjennomsnittlig day-ahead

spotpris, og søylene gjennomsnittlig sluttbrukerpris med de ulike komponentene i sluttbrukerens regning.

11.3.4 Strukturelle endringer og vinterberedskapsplanen

Strukturelle markedsendringer, iberisk gasspristak og gresk reformforslag

8. juni 2022 bekreftet Kommissjonspresident von der Leyen at Kommissjonen ville sette i gang arbeidet med en reform av EUs kraftmarkedsregler i en tale til Europaparlamentet. Dette representerte en endring i Kommissjonens posisjon, som tidligere hadde advart mot større markedsinngrep. Nå beskrev von der Leyen et markedssystem som ikke lengre er tilpasset realiteten i et marked med en voksende andel fornybar kraft, samt at midlertidige krisetiltak ikke vil adressere markedets struktur. Uttalelsene reflekterte innspill fra medlemsland som Spania, Frankrike, Italia, Portugal og Hellas, som tidligere hadde bedt om strukturelle markedsendringer. Bekreftelsen av kraftmarkedsreformen kom samme dag som Kommissjonen godkjente et inngrep i Spania og Portugals engrosmarked. Den «iberiske mekanismen» utgjorde i praksis et regionalt pristak på gass, som skulle begrense gassprisens effekt på strømprisene ved å tillate statlige subsidier til gasskraftverk som videreformidles til sluttbrukerne. Den iberiske halvøyen er relativt isolert fra resten av det europeiske kraftmarkedet på grunn av begrenset overføringskapasitet, som spilte inn på Kommissjonens beslutning. Den lavere, subsidierte kraftprisen på den iberiske halvøyen fører til at tilknyttede naboland ønsker å importere mer, slik at Spania og Portugal som en konsekvens av tiltaket i praksis subsidierer sine naboer. Eksporten fra Spania til Frankrike økte som følge av tiltaket, men fordi utvekslingskapasiteten mellom de to landene er begrenset var også denne effekten mer begrenset enn den ville ha vært i andre europeiske land. I forkant av energiministermøtet 26. juli 2022 spilte Hellas inn et forslag som skisserer hvordan engrosmarkedet kan deles mellom kraftverk som kan produsere på etterspørsel og kraftverk som kun kan produsere ved tilgjengelighet for å oppnå lavere strømpriser (nærmere omtalt i 11.4).

Vinterberedskapsplanen og første oppdatering av TCF

20. juli 2022 la Kommissjonen frem forslag om en vinterberedskapsplan for koordinert reduksjon av gassforbruk i EU, samt en oppdatering av de midlertidige retningslinjene for statsstøtte (TCF), som reflekterte målsetningene i både REPowerEU-planen og vinterberedskapsplanen. Forordningen som setter mål reduksjon av gassforbruk ble lagt frem som et midlertidig kriseregelverk med hjemmel i artikkel 122 TEUV, som tillater en hurtig prosess der medlemslandene i Rådet kan vedta tiltak uten Europaparlamentets deltakelse. En politisk forutsetning for denne hurtige, men mindre demokratiske prosessen, er at tiltaket må ha midlertidig varighet.

Da vinterberedskapsplanen ble fremlagt hadde Russland kuttet sin gasseksport til EU med rundt 30 prosent. I planen kom et forslag til et midlertidig kriseregelverk med mål om å redusere medlemslandenes gassforbruk med 15 prosent. Forbruksreduksjonen skulle bidra til å begrense kostnader og risiko i tilfelle fortsatte, eller totalt, kutt fra russisk side. Målet på 15 prosent er i utgangspunktet ikke bindende, og medlemslandene kan i stor grad selv bestemme hvordan det skal oppnås på nasjonalt nivå. Dersom det oppstår en svært alvorlig forsyningssikkerhetssituasjon, kan Kommissjonen foreslå at målet blir bindende. Målet om reduksjon av gassforbruk skulle først gjelde kun for vinteren 2022/23, men ble senere vedtatt forlenget til å gjelde for den kommende vinteren 2023/24.

Sammen med fremleggelsen av vinterberedskapsplanen presenterte Kommissjonen en oppdatering av de midlertidige retningslinjene for statsstøtte (TCF), for å reflektere målsetningene i REPowerEU-planen og vinterberedskapsplanen. Med dette fikk medlemslandene større handlingsrom til å støtte fremskyndelsen av den grønne omstillingen, for eksempel gjennom støtte til utbygging av fornybar kraft og alternative gasser som hydrogen og biogass, og støtte til elektrifisering, opptak av hydrogen

og energieffektivisering i industrisektoren. Medlemslandene fikk også mulighet til å støtte aktørene som rammes av tiltak for å sikre gassforsyningen, for eksempel med støtte til selskap som blir rammet av målene forbruksreduksjon, til fylling av gasslager eller i enkelte tilfeller støtte til et midlertidig bytte til mer forurensende drivstoff som olje eller kull.

11.4 Høst og vinter 2022/2023: Kriseinngrep i energimarkedene

Høsten og vinteren 2022/23 innførte EU en rekke midlertidige krisetiltak i energimarkedene. Flere av disse ble innført med hjemmel i TEUVs artikkel 122, som tillater en prosess der hurtige avgjørelser kan tas i Rådet. Kommisjonen var i samme periode under sterkt press fra medlemslandene for å innføre et europeisk pristak på gass. Dette skulle vise seg krevende å gjennomføre uten å risikere forsynings sikkerheten i en situasjon der de høye energiprisene var drevet av knapphet i gassmarkedet. Samtidig hadde Kommisjonen nylig snudd i spørsmålet om det burde gjennomføres en langsiktig kraftmarkedsreform, og begynte arbeidet med å forberede forslag til endringer i EUs felles kraftmarkedsregler som skulle legges frem på nyåret 2023.

Regelverk med hjemmel i TEUVs artikkel 122 blir ikke ansett som EØS-relevante, men Norge har likevel i enkelte tilfeller innført tilsvarende tiltak. Det norske høyprisbidraget er et eksempel på dette, da det i likhet med EUs inntektstak for inframarginale kraftprodusenter er et midlertidig tiltak som retter seg mot den høye profitten enkelte kraftprodusenter tjente under krisen. Beskatningen av disse inntektene vil gi staten ressurser til å dempe strømmregningene for sluttbrukerne gjennom omfordeling, men kan samtidig påvirke kraftprodusentenes investerings signaler. I tillegg til inntektstaket, påla EU-landene selskaper innenfor fossil energi å betale et ekstrabidrag til medlemslandene, og det ble innført mål om reduksjon av totalt strømforbruk. Disse grepene har ikke blitt speilet i Norge. I november 2022 la Kommisjonen frem forslag om en korrigeringsmekanisme i gassmarkedet som begrenser prisforskjellene mellom EU og konkurrerende importmarked. Dette har ikke vært relevant i Norge, som ikke er et gassimporterende land. EUs prisbegrensning i gassmarkedet har heller ikke hatt noen betydelig effekt for strømprisene, hverken i EU-landene eller i Norge, ettersom prisnivået som setter terskelen for at mekanismen skal slå inn ble satt så høyt at det aldri har blitt nådd siden tiltaket ble innført.

11.4.1 Prisdrivere og tiltak

Mulige inngrep i energimarkedene: 7. september 2022 delte Kommisjonen sine innspill til videre tiltak som kunne innføres i EU. I en egen uttalelse nevnte Kommisjonspresidenten mulighetene for å 1) innføre felleseuropeiske mål for reduksjon av strømforbruk, spesielt rettet mot timene med høyest strømpris, 2) hente statlige inntekter fra kraftprodusenter med lave produksjonskostnader og 3) fra de fossilselskapene som hadde fått ekstraordinært høye inntekter som følge av krisen, 4) avhjelpe energiselskaper som hadde fått likviditetsproblemer som følge av krisen, og 5) innføre et pristak på russisk gass. Dette kom som et innspill til medlemslandene to dager i forkant av et ekstraordinært energiministtermøte.

Energiministrenes reaksjoner: Da EUs energiministere diskuterte temaet 9. september var det enighet om å gå videre med Kommisjonens fire første forslag. Forslaget om et pristak på russisk gass var langt mer kontroversielt. På dette tidspunktet, etter eksportkuttene fra russisk side gjennom våren og sommeren, stod russisk gass for rundt 9 prosent av EUs gassimport. De landene som fortsatt mottok russisk gass fryktet at Russland ville reagere på et slikt målrettet pristak som om det var en sanksjon, og svart med et totalt eksportkutt, slik at pristaket ikke ville bidratt til å dempe europeiske energipriser. Kommisjonen var bevisst på denne risikoen, og hadde begrunnet forslaget med effekten det ville ha fått for å begrense Russlands inntekter fra gasseksporten til Europa. En stor

andel medlemsland la videre press på Kommisjonen for å utarbeide et forslag til pristak på gass som kunne få en dempende effekt på energiprisene.

State of the European Union 2022: 14. september 2022 adresserte Kommissjonspresident von der Leyen Europaparlamentet i sin årlige State of the European Union-tale, som fokuserte på krigen i Ukraina og den påfølgende energikrisen. Von der Leyen gjorde rede for situasjonen i det europeiske energimarkedet, der Norge blant andre ble nevnt som en pålitelig leverandør av gass i EUs arbeid mot energiavhengighet. Opprettelsen av en egen arbeidsgruppe mellom Norge og EU om gassforsyning ble annonsert. Videre presenterte Von der Leyen et lovforslag om midlertidig kriseregelverk som fulgte opp de fire overnevnte punktene som EUs energiministere kunne enes om. I tillegg til det midlertidige kriseregelverket varslet Kommissjonspresidenten om ytterligere endringer i retningslinjene for statsstøtte, og tok opp Kommisjonens pågående arbeid med forberedelsene av en langsiktig kraftmarkedsreform som hun beskrev som dyp og omfattende. Von der Leyen pekte på et kraftmarkedsdesign som ikke lengre kan rettferdiggjøres overfor forbrukerne, og behovet for å frikoble gass- og kraftpriser for å sørge for at forbrukerne i større grad kan dra nytte av fornybar kraft med lave produksjonskostnader. Igjen reflekterte uttalelsene hennes bekymringer som tidligere hadde blitt tatt opp av land som Frankrike, Spania, Italia, Portugal og Hellas.

Lovforslag om midlertidige markedsinngrep: Samtidig med von der Leyens tale til Europaparlamentet, ble Kommisjonens lovforslag om midlertidige inngrep i energimarkedene lagt frem. Lovforslaget kom i form av et midlertidig kriseregelverk, og inneholdt mål for koordinert reduksjon av strømforbruk i EU, et inntektstak for inframarginale kraftprodusenter med krav om omfordeling til sluttbrukere, et obligatorisk solidaritetsbidrag fra fossilsektoren, og en midlertidig utvidelse av muligheten for å tilby regulerte strømpriser. For å avhjelpe energiselskaper som hadde fått problemer med likviditet som følge av krisen, ble det varslet kommende endringer i de midlertidige retningslinjene for statsstøtte, samt videre arbeid i DG FISMA i samarbeid med ESMA. Det ble ikke lagt frem lovforslag om noen form for pristak på gass.

Koordinert reduksjon av strømforbruk: Målet for reduksjon av strømforbruk var todelt, med et ikke-bindende mål om reduksjon av totalt forbruk på 10 prosent og i tillegg et bindende mål om forbruksreduksjon på 5 prosent i de timene der strømprisene er på sitt høyeste. Ettersom gasskraft ofte brukes til å dekke etterspørselen i de dyreste timene, var tanken at det bindende målet kunne bidra både til å redusere gjennomsnittlige strømpriser og til å spare gass før vinteren. Medlemslandene fikk i stor grad selv bestemme hvordan målene skulle nås på nasjonalt nivå.

Inntektstak og solidaritetsbidrag: Et midlertidig inntektstak på EUR 180/MWh ble satt for inframarginale kraftprodusenter, og medlemsland måtte sørge for at inntekter over taket ble omfordelt fra kraftprodusentene til sluttbrukere. Medlemslandene kunne også velge å innføre strengere inntektstak på nasjonalt nivå. I tillegg ble selskap innenfor kull, olje, gass og raffineri pålagt å betale et solidaritetsbidrag til medlemslandene, tilsvarende 33 prosent av ekstraordinær profitt tjent i 2022. Solidaritetsbidraget skulle styrke medlemslandenes evne til å støtte sluttbrukere gjennom krisen. Disse to tiltakene ligner beskatning, som i utgangspunktet ikke er en EU-kompetanse men som i dette tilfellet likevel fikk gjennomslag i Rådet på midlertidig basis.

Regulerte sluttbrukerpriser: Det ble tydeliggjort at medlemslandenes midlertidige mulighet til å tilby regulerte sluttbrukerpriser gjelder SMBer i tillegg til husholdninger og mikrobedrifter, og videre at de regulerte prisene kan settes til under kostpris så lenge staten kompenserer strømlleverandørene for mellomlegget mellom innkjøpsprisen i engrosmarkedet og den regulerte sluttbrukerprisen, og sikrer at alle strømlleverandører får like muligheter til å tilby regulerte priser.

Nord Stream-eksplosjonen: 26. september 2022 rapporterte tyske myndigheter om et raskt trykkfall i Nord Stream 1 og 2, to parallelle gassrørledninger som ble bygd for å levere russisk gass til Tyskland gjennom Østersjøen. Ikke lenge etter ble det meldt om tre gasslekkasjer fra rørledningene i svenske og danske deler av Østersjøen. Undersøkelser skulle vise at lekkasjene kom fra eksplosiver som ble detonert ved rørledningene på 80 meters dyp i en sabotasjeaksjon. Nord Stream 1 ble ferdigstilt i 2011, men hadde ikke levert gass siden Russland kuttet all eksport til Tyskland ved utgangen av august 2022. Nord Stream 2 var nylig ferdigstilt, men hadde aldri levert gass. Begge rørledningene inneholdt gass under trykk, som skapte lekkasjene i Østersjøen og trykkfallet på tysk side etter eksplosjonen. Selv om rørledningene ikke leverte gass, førte hendelsen til et hopp i de europeiske gassprisene. Dette kan forklares med at hendelsen bekreftet at ingen russisk gass ville flyte til Tyskland igjen med det første, og videre med bekymringer for sikkerheten rundt Europas energiinfrastruktur.

Midlertidig kriseregelverk om tiltak i gassmarkedet: 18. oktober 2022 la Kommisjonen frem en rekke lovforslag om tiltak i gassmarkedet, hjemlet i artikkel 122 TEUV. Tiltakene dreide seg om bedre koordinering av medlemslandenes gassinnkjøp, demping av volatiliteten i gassmarkedet, og opprettelse av nye solidaritetsavtaler mellom medlemslandene i tilfelle enkelte land eller regioner skulle havne i en nødsituasjon. Heller ikke denne tiltakspakken inneholdt forslag om pristak på gass, men Kommisjonen varslet pågående arbeid med å sikre at europeiske importører ikke betaler en unødvendig høy pris for LNG. I tillegg la Kommisjonen frem en rådsanbefaling om sikring av kritisk infrastruktur, som en følge av Nord Stream-eksplosjonen. Tiltakene ble vedtatt i desember 2022 med varighet i ett år til desember 2023.

Koordinering av gassinnkjøp: Lovforslaget om bedre koordinering av gassinnkjøp hadde som hensikt å unngå at medlemslandene driver opp europeiske gasspriser ved å overby hverandre, styrke aktørenes forhandlingsposisjoner, og oppnå lavere priser for importert gass uten å risikere forsyningssikkerheten. Europeiske innkjøpere får mulighet til å melde inn forventet gassetterspørsel til en EU-plattform, og videre til å kjøpe gass fra plattformen. Det er frivillig å delta i ordningen, men medlemslandene må sørge for at etterspørsel tilsvarende minst 15 prosent av EUs lagringsbehov meldes inn. Aktører som velger å delta i ordningen får mulighet til å danne innkjøpskonsortium, der flere kan gå sammen om å forhandle med tilbudssiden om gasskontrakter.

Demping av volatiliteten i gassmarkedet: For å dempe volatiliteten i gassmarkedet foreslo Kommisjonen å innføre en bremse på intradag-handel med energiderivater, for å unngå at spekulasjon fører til store prissvingninger i løpet av en og samme handelsdag. Videre varslet Kommisjonen kommende tiltak for å sikre at europeiske importører ikke betaler mer enn nødvendig for LNG. Europeiske LNG-kontrakter knyttes ofte til prisene på det nederlandske gasshandelsmarkedet TTF, som er det mest likvide markedet av sitt slag i Europa, men TTF-prisene kan være volatile. Derfor ønsket Kommisjonen å utvikle en alternativ, mer stabil referansepris for LNG-kontrakter, som i større grad skulle reflektere reell europeisk etterspørsel uten å påvirkes av spekulasjon. I påvente av en slik alternativ referansepris, som det ville ta tid å utforme, varslet Kommisjonen at det kunne komme forslag om en midlertidig «priskorridor» for handel på TTF for å sikre at prisene for LNG blir så lave som mulig, uten at forsyningssikkerheten settes på spill.

Nye solidaritetsavtaler: For å styrke solidariteten mellom medlemsland i tilfelle nødsituasjoner foreslås det obligatoriske minstestandarder for solidaritetsavtaler mellom landene. Forordningen for forsyningssikkerhet for gass åpner allerede for denne typen solidaritetsavtaler, men dette har vært frivillig og svært få medlemsland hadde utformet og inngått slike avtaler før energikrisen. I tillegg foreslår Kommisjonen detaljerte regler for hvordan gass skal fordeles mellom medlemslandene i en eventuell nødsituasjon.

11.4.2 EU-ledernes reaksjoner

Kommisjonens forslag til midlertidige krisetiltak i gassmarkedet ble diskutert på toppmøte mellom EUs stats- og regjeringsledere 20.-21. oktober 2022. Her fikk Kommisjonen EU-ledernes støtte til å gjennomføre de foreslåtte tiltakene i samarbeid med Rådet, og arbeide videre med forslagene om å dempe volatiliteten i gassmarkedet. I tillegg kom EU-lederne med ytterlige ønsker til forslag fra Kommisjonen, på spesielt to punkter:

Frikobling av gass- og kraftprisene: EU-lederne konkluderer med at mer bør gjøres for å frikoble kraftprisene fra gassprisene, og ber Kommisjonen legge frem et forslag til et mulig pristak på gass til kraftproduksjon, likt den iberiske modellen. Samtidig peker EU-lederne på at det må unngås at et slikt pristak fører til økt gassforbruk i EU, eller at pristaket slår ujevnt ut for de ulike medlemslandenes budsjetter, eller at subsidiert kraft forsvinner ut til tredjeland utenfor EU. Kommisjonen svarte med et notat som forklarer risikoene ved å utvide den iberiske mekanismen til å dekke hele EU, og skisserer i stedet andre, mindre inngripende tiltak for å adressere gassprisens innflytelse på kraftprisen.

Fremskynde fornybarutbyggingen: EU-lederne ønsker at fornybarutbyggingen i EU fremskyndes, inkludert ved hjelp av midlertidige krisetiltak med hjemmel i artikkel 122 TEUV. Som del av REPowerEU-planen fra våren 2022 hadde Kommisjonen allerede lagt frem forslag til endringer i fornybardirektivet som skulle bidra til raskere utbygging. En utfordring var at fornybardirektivet allerede var under en større revisjon som del av Fit for 55-pakken, og at prosessen med å ferdigstille regelverket gikk sakte på grunn av de mange elementene til forhandling. EU-lederne foreslo da at man i påvente av det ferdigreviderte fornybardirektivet kunne innføre midlertidige tiltak.

Eksempler på ulemper ved ulike former for pristak på gass

Pristak på russisk rørgass: Et av Kommisjonens tidlige innspill dreide seg om å innføre et pristak som kun skulle gjelde russisk rørgass, for å begrense Russlands inntekter fra den resterende gasseksporten til Europa. Russland har begrensede muligheter til å eksportere denne gassen til andre markeder. Ulempen med et slikt tiltak var risikoen for et totalt eksportkutt fra russisk side, som Russlands president Putin hadde truet med samme dag som Kommissjonspresident von der Leyen nevnte forslaget i september 2022. Et totalt eksportkutt ville ført til høyere gasspriser i Europa, og blitt spesielt krevende for forsyningsikkerheten i de medlemslandene som fortsatt mottok russisk rørgass. I tillegg kan tiltaket i praksis ligne en sanksjon, som ville krevd enstemmighet i Rådet. Et pristak på russisk rørgass ble ikke gjennomført.

Pristak på alle gasstransaksjoner i EU: En gruppe på 15 medlemsland lanserte forslaget om å sette pristak på alle gasstransaksjoner i EU, inkludert all import. Ulempene med dette er mange. Tiltaket ville kommet i konflikt med kontraktsmessige forhold til tredjeland, og begrenset flyten av gass internt i EU. Tiltaket ville ha krevd opprettelse av en egen EU-regulator som kunne erstattet markedet og organisert distribusjonen av gass mellom medlemslandene og ulike brukergrupper. I tillegg kunne EU blitt utkonkurrert på det globale LNG-markedet, som igjen ville bidratt til å forverre knappheten i markedet. Drastiske tiltak for forbruksreduksjon ville vært nødvendig for å motvirke høyere etterspørsel som følge av lavere priser, som i praksis ligner rasjonering. Et pristak på alle gasstransaksjoner i EU ble ikke gjennomført.

Det iberiske pristaket: EUs stats- og regjeringsledere pekte på muligheten for å innføre et europeisk pristak på gass til kraftproduksjon etter den iberiske modellen, for å i større grad frikoble gass- og kraftprisene i Europa. Ulempen med dette er de store kostnadene det ville medført for medlemsland som må subsidiere gasskraften. Når kraft selges ut til en lavere pris, kommer dette også med risiko for at subsidiert kraft forsvinner ut i handel med tilknyttede tredjeland slik at EU i praksis subsidierer

sine naboer. Da Spania og Portugal fikk godkjent et pristak etter denne modellen i juni 2022, var en del av Kommisjonens begrunnelse at landene har relativt begrensede fysiske forbindelser til sine naboland. Videre kunne den subsidierte energien ført til økt etterspørsel etter både gass og kraft. Et pristak etter den iberiske modellen ble ikke innført på europeisk nivå.

Begrense LNG-kostnader: Da Russland gradvis reduserte sin gasseksport til Europa ble økt LNG-import essensielt for å sikre forsyningen og fylle europeiske gasslagre. For Kommisjonen var det svært viktig å unngå tiltak som ville begrenset europeiske importørers evne til å tiltrekke LNG-laster til Europa ved å by over konkurrenter i det globale markedet. Likevel var enkelte medlemsland bekymret for at de europeiske importørene bydde høyere enn nødvendig i forhold til den globale konkurransen. Derfor ble det bedt om en sammenligning av prisnivåene i det europeiske markedet og konkurrentmarkedene, samt grep som kunne bidra til å minimere LNG-kostnaden. Dette ble fulgt opp i lovforslag fra Kommisjonen i oktober og november 2022. Ulempen var at tiltaket som skulle bli innført var at det kun la til rette for en marginal demping av gassprisen, og ikke svarte på medlemslandenes høyere forventninger.

Diskusjonen om et nytt EU-fond: Enkelte medlemsland og den franske og italienske kommisæren tok til orde for et nytt EU-fond basert på felles lån, inspirert av fondet som ble etablert for å støtte den europeiske økonomien under COVID-pandemien. Argumentasjonen var at medlemsland med større statsbudsjett og lavere gjeldsgrad fikk en fordel av de midlertidige retningslinjene for statsstøtte, og samtidig tilgang til rimelige lån om det skulle være nødvendig, mens land med mindre statsbudsjett og høyere gjeldsgrad ikke hadde samme mulighet til å finansiere støttetiltak på nasjonalt nivå. EU som blokk har sterk kredittrangering, og mulighet til å ta opp felles lån som kan viderefordes til medlemslandene, slik tilfellet var under COVID-pandemien. Mot høsten 2022 hadde Tyskland signalisert planer om å ta opp et eget lån for å finansiere støttetiltak på nasjonalt nivå, men motsatte seg samtidig idéen om et felleseuropeisk fond basert på lån. Denne innstillingen ble dårlig mottatt blant de andre medlemslandene. EU-lederne klarte ikke å enes om en retning videre under toppmøtet 20.-21. oktober, selv om problemstillingen ble tatt opp.

Andre oppdateringer av de midlertidige retningslinjene for statsstøtte (TCF): 28. oktober 2022 la Kommisjonen frem en oppdatering av TCF, som i hovedsak forlenget varigheten for de midlertidige reglene med ett år til 31. desember 2023 og økte taket for støtte til næringslivet. I tillegg åpnet retningslinjene for støtte til likviditet i energisektoren, og for støtte til aktører som ble rammet av målene for reduksjon av strømforbruk.

Forslag til midlertidig kriseregelverk for å fremskynde utbyggingen av fornybar energi: 9. november 2022 svarte Kommisjonen på EU-ledernes oppfordring om å legge frem et forslag til midlertidig kriseregelverk for å fremskynde utbyggingen av fornybar energi. Grepene består i hovedsak av strammere tidsfrister for tillatelsesprosesser og enklere tilgang til areal. Forslaget kom i påvente av ferdigstillingen av fornybardirektivet, der de samme grepene hadde blitt foreslått på permanent basis under REPowerEU-planen. Det midlertidige regelverket ble vedtatt i desember 2022 og fikk varighet til juni 2024.

Forslag til midlertidig kriseregelverk om en korrigeringsmekanisme i gassmarkedet: 22. november la Kommisjonen frem et lovforslag, hjemlet i artikkel 122 TEUV, som var resultatet av en lang diskusjon med medlemslandene om et mulig pristak på gass. Dette kom i form av en midlertidig «korrigeringsmekanisme» i gassmarkedet, som skulle sørge for at gassprisene i Europa ikke ligger på et høyere nivå enn det som er nødvendig for å tiltrekke LNG fra det globale markedet. Tanken var å begrense de høyeste pristoppene, og samtidig sikre at europeiske importører fortsatt er i stand til å tilby en attraktiv pris til LNG-eksportørene. Mekanismen skal slå inn dersom europeiske gasspriser

(TTF month ahead) er høyere enn EUR 180/MWh i løpet av tre dager og samtidig har ligget minst EUR 35/MWh over den globale LNG-prisen de samme tre dagene. Slik skal pristaket sørge for at europeiske gasspriser, i situasjoner med knapphet i markedet, ikke stiger unødvendig høyt. Siden det ikke finnes én global LNG-pris men snarere ulike priser i ulike regionale marked, får ACER i oppdrag å utvikle en referansepris basert på gassprisene i de viktigste konkurrentmarkedene inkludert Asia og Storbritannia. Da korrigeringsmekanismen ble fremlagt lå TTF month ahead-prisene rundt EUR 70-80/MWh, langt unna 180-eurosterskelen som ville utløst mekanismen. Kommisjonen beskrev forslaget som en «dynamisk priskorridor». Den midlertidige reguleringen ble vedtatt 22. desember 2022 med varighet til februar 2024, til tross for blandede reaksjoner, spesielt fra de medlemslandene som i utgangspunktet hadde ønsket sterkere inngrep i markedet.

11.5 Vår og sommer 2023: Langsiktig kraftmarkedsreform og global konkurransekraft

I starten av 2023 trådte USAs Inflation Reduction Act (IRA) i kraft. Den amerikanske budsjettpakken inneholdte betydelige subsidier til grønn industri, som i EU vekket bekymringer for Europas konkurransekraft i det grønne skiftet. I februar 2023 kom EUs Green Deal Industrial Plan som en respons på USAs IRA, og en endret global kontekst for industri- og handelspolitikk. Medlemslandene fikk nye muligheter til å støtte strategisk viktig industri, i tillegg til de eksisterende mulighetene for å dempe effektene av høye energipriser. Ulike støttenivå i ulike medlemsland gjorde det krevende å vurdere mulige konkurransevidringer i det indre markedet. Da kraftmarkedsreformen ble lagt frem i mars 2023 ble også den sett i sammenheng med EUs grønne industriplan. Forhandlingene om reformen er fortsatt pågående i Rådet og Parlamentet, der sentrale debatter har handlet om i hvilken grad medlemsland bør kunne styre investeringer og omfordeling i markedet. Parallelt med EU satte Storbritannia i gang arbeidet med en egen langsiktig kraftmarkedsreform. Tiltakene har mange likhetstrekk med de som har blitt diskutert mellom EU-landene, men i Storbritannia er det enda ikke lagt frem forslag til lovendringer.

EUs kraftmarkedsreform består av endringer til direktiver som anses som EØS-relevante, og må vurderes for innlemmelse i EØS-avtalen. Selv om reformen ikke er ferdigforhandlet, er det tydelig at EU vil beholde marginalprisingen i engrosmarkedet. Endringer i den grunnleggende prismekanismen ble ikke foreslått av hverken Kommisjonen eller av Parlamentet, og har ikke vært del av Rådets pågående diskusjoner. Av lovendringene som foreslås, kan blant annet grep for å styrke opptak av PPAer og fastprisavtaler være positivt for å dempe prisvolatilitet for både produsenter og forbrukere. Dersom EU-landene lykkes med å bygge ut egne fleksibilitetsløsninger etter målsetninger som foreslås i reformen, vil dette kunne få en dempende effekt for prisnivået i Norge (se kapittel 12). Det er usikkert hvordan reglene for innretning av statlige CfD-ordninger til slutt blir seende ut – disse kan åpne nytt handlingsrom for å støtte forbrukere i spesielt næringslivet, men dersom de fører til ulike ordninger i ulike land kan de også få konkurransevidrende effekter. Behovet for industrikraftordninger diskuteres i flere EU-land. Dersom disse diskusjonene fører til regulatoriske endringer, i eller uavhengig av kraftmarkedsreformen, kan det også gi Norge større handlingsrom. I Storbritannia har ikke reformarbeidet kommet like langt som i EU. Av de tiltakene som diskuteres i Storbritannia, kan spesielt innførelse av flere budområder få effekt for prisnivået i Norge gjennom mellomlandshandelen. Om dette vil kunne få en prisdempende effekt vil avhenge av kraftbalansen i de ulike britiske budområdene og hvordan denne utvikler seg på sikt i forhold til den norske kraftbalansen (se kapittel 12).

11.5.1 USAs Inflation Reduction Act (IRA)

Den amerikanske budsjettpakken IRA ble vedtatt i august 2022, og trådte i kraft i januar 2023. Pakken skal mobilisere 738 milliarder dollar til helse, grønne investeringer og reduksjon av statsgjeld gjennom skattereform. EUs bekymring er at IRA vil trekke grønne investeringer ut av Europa til USA, i

en situasjon der den europeiske økonomien allerede er presset. På toppmøtet 15. desember 2022 understrekte EUs stats- og regjeringsledere viktigheten av en ambisiøs industriell strategi som grunnlag for den grønne omstillingen og for å redusere importavhengigheter. Kommisjonen ble bedt om å legge frem tiltak for å styrke Europas konkurransekraft i lys av energikrisen og dagens globale kontekst.

11.5.2 EUs Green Deal Industrial Plan

17. januar 2023 svarte Kommisjonen på EU-ledernes bestilling med Green Deal Industrial Plan, som varsler tiltak for å styrke EUs konkurransekraft refererer til USAs IRA, men også til andre land som har styrket sin industripolitikk med sikte på grønn omstilling. Kinas industri- og handelspolitikk over lengre tid trekkes frem som en spesielt stor utfordring for europeisk industri. Planen varsler at medlemslandene først får større handlingsrom til å gi statsstøtte til strategisk viktig industri, før Kommisjonen vil følge opp med et lovforslag om et felles-europeisk fond for strategiske investeringer. Egne initiativ skal sikre EUs kapasitet for industriell produksjon og utvinning, prosessering og resirkulering av kritiske råmaterialer, samt styrke kompetanse innenfor viktige felt. Kommisjonen peker på at tiltak under REPowerEU-planen allerede legger til rette for fremskyndelse av den fornybarutbyggingen som vil være nødvendig for å sikre industriell konkurransekraft. Videre kan den kommende kraftmarkedsreformen bidra til å sikre lavere og mer forutsigbare priser fra fornybar energi, for eksempel gjennom ulike former for langtidskontrakter. Slik ble den kommende kraftmarkedsreformen, som i utgangspunktet var motivert av energipriskrisen, satt i sammenheng med det pågående prosjektet for å styrke Europas konkurransekraft i en ny global kontekst.

11.5.3 Statsstøtte i krise og omstilling (TCTF)

9. mars 2023 la Kommisjonen som varslet frem nye, midlertidige retningslinjer for statsstøtte i krise og omstilling (TCTF), som bygger på og erstatter TCF. Der TCF var rettet mot støtte ved høye energipriser og andre effekter av krigen i Ukraina, åpner TCTF i tillegg for støtte til omstilling i kontekst av EUs respons på USAs IRA. TCTF reflekterer målsetningene i EUs Green Deal Industrial Plan, og gir medlemslandene større handlingsrom til å matche amerikanske subsidier for å unngå at investeringer flyttes ut av Europa. Retningslinjene rettet mot omstilling får varighet ut 2025, mens de rettet mot høye energipriser har varighet ut 2023. I tillegg kom endringer i det alminnelige gruppeunntaket (GBER), som reflekterer EUs mål om grønn og digital omstilling. I endringene til GBER tydeliggjøres også medlemslandenes midlertidige mulighet til å regulere energipriser for SMBer.

I Norge innførte man blant annet en lånegarantiordning for næringslivet, og la til rette for fastprisavtaler for strøm gjennom en midlertidig endring i grunnrenteskatten for vannkraft.

11.5.4 Ulike tilnærminger til statsstøtte i ulike medlemsland

Da visepresident Vestager presenterte TCTF i februar 2023 brukte hun ordet «midlertidig» 14 ganger om de nye retningslinjene, og understrekte at bruk av statsstøtte til å etablere industriell kapasitet og matche tredjelandssubsidienivå innebærer betydelige risiko for det indre markedet. Ikke alle medlemsland har lik evne til å tilby støtte, og siden TCF ble innført i mars 2022 hadde Frankrike og Tyskland sammen stått for nær 80 prosent av de godkjente støttebeløpene. De mange, ulike, nasjonale tilnærminger til statsstøtte har gjort det krevende å vurdere mulige konkurransevriddinger mellom europeiske land. Norge innførte en midlertidig støtteordning for næringslivet for månedene oktober-desember 2022. Siden ordningen utløp i desember 2022, har tiltak for næringslivet i stor grad vært orientert rundt lånegarantier og tilretteleggelse for bedre fastprisavtaler. Tyskland og Sveriges strømstøtteordninger for bedrifter er blant de alternative ordningene som har blitt tatt opp i den norske offentlige debatten.

Eksempler på tyske og svenske støtteordninger som omfatter bedrifter

Tysklands energistøtteordning (BMWK 2022): Tysklands «prisbremse», som innebærer offentlig støtte til sluttbrukernes kostnader for strøm, gass og fjernvarme, trådte i kraft 1. mars 2023, etter å ha blitt formelt godkjent av Kommisjonen 21. desember 2022 (European Commission 2022). Det er lagt opp til en midlertidig ordning med varighet ut april 2024, og tilbakevirkende effekt for januar og februar 2023. Ordningen er delvis finansiert med statens inntekter fra det EU-påkrevde inntektstaket for inframarginale kraftprodusenter, og delvis med andre midler fra statsbudsjettet. Kommisjonens godkjenning av den tyske ordningen gjelder foreløpig kun ut 2023, med grunnlag i midlertidige retningslinjer for statsstøtte som utløper samme år. Inntektstaket for inframarginale kraftprodusenter er foreløpig kun påkrevd ut juni 2023. Den planlagte varigheten ut april 2024 er derfor avhengig av videre avklaringer på europeisk nivå.

Ordningen dekker en rekke sluttbrukergrupper, inkludert husholdninger, SMBer og større bedrifter. Bedriftene får støtte til å dekke deler av sine kostnader, basert på historisk eller anslått forbruk og energiintensivitet. Bedrifter som mottar 25 millioner euro eller mer i støtte får forbud mot å ta utbytte og utbetale bonuser. Støtten fordeles til alle kvalifiserte sluttbrukere over energiregningen, der staten betaler mellomlegget mellom spotprisen og den subsidierte sluttbrukerprisen. Støtten demper kun en prosentandel av bedriftenes regning, og forbruk over dette nivået faktureres til normal pris.

Strømprisbremse for bedrifter: For små bedrifter med årlig forbruk under 30 000 kWh settes støttenivået til 40 cent per kWh for et volum tilsvarende 80 prosent av fjorårets forbruk. For mellomstore og store bedrifter med årlig forbruk over 30 000 kWh settes støttenivået til 13 cent per kWh for et volum tilsvarende 70 prosent av fjorårets forbruk.

Gassprisbremse for bedrifter: For SMBer med årlig gassforbruk under 1,5 GWh settes det støtteberettigede beløpet til 12 cent per kWh for et volum tilsvarende 80 prosent av forventet årlig forbruk. For større bedrifter med årlig gassforbruk over 1,5 GWh settes støttenivået til 7 cent per kWh for et volum tilsvarende 70 prosent av forventet årlig forbruk.

Støttebeløp: Grenser for støttebeløp per bedrift er de samme for strøm- og gasstøtte. Full støtte, likt de støtteberettigede beløpene beskrevet ovenfor, kan utgjøre opptil 2 millioner euro. Dersom en bedrift kvalifiserer til mer støtte enn 2 millioner euro, vil de få støtte for en lavere andel av forbruket, og bedriften må garantere at arbeidsplasser beholdes frem til april 2025. Videre kan det stilles krav til bedriften om å dokumentere at den er hardt rammet av høye energikostnader ved å vise til at driftsresultat før avskrivninger vil bli redusert i 2022-24 sammenlignet med 2021. Støttebeløp på over 150 millioner euro vil kreve en individuell vurdering fra Kommisjonen.

Sveriges strømstøtteordninger: Sveriges midlertidige strømstøtteordninger for bedrifter tredde i kraft 6. mars 2023, etter å ha blitt godkjent av Kommisjonen 15. februar 2023 (Klimat- og næringslivsdepartementet 2023, Klimat- og næringslivsdepartementet 2023).

Strømstøtte til el-intensive bedrifter i hele Sverige: El-intensive bedrifter, der el-intensitet er definert av et forbruk på minst 0,015 kWh per krone i omsetning, kan søke om støtte for de strømutfgiftene de hadde perioden oktober-desember 2022. Bedriftene må kunne dokumentere at prisen de betalte for strøm i denne perioden var 1,5 ganger høyere enn deres gjennomsnittspris i 2021. Støtte gis for 50 prosent av de støtteberettigede kostnadene. Ordningen dekker kun bedrifter som etter denne metodologien har krav på minst 50 000 svenske kroner, og har et tak på 2 millioner euro per foretak eller ca. 20 millioner svenske kroner.

Strømsstøtte til alle bedrifter i SE3 og SE4: Bedrifter i Sør-Sverige kan søke om støtte til strømforbruk i 2023. Støttebeløpet kommer på 50 øre per kWh i SE3 og 79 øre per kWh i SE4. Støtten beregnes basert på bedriftenes historiske forbruk i perioden oktober 2021 – september 2022. Også denne ordningen har et tak på ca. 20 millioner svenske kroner per foretak. El-intensive bedrifter i SE3 og SE4 som fikk støtte for sine utgifter i perioden oktober-desember 2022 kan søke om videre støtte i 2023.

11.5.5 Innspill i forkant av kraftmarkedsreformen

I sine innspill til kraftmarkedsreformen var medlemslandene grovt sett delt i to politiske blokker mellom Nord- og Sør-Europa. Innspill fra Hellas, Spania og Frankrike er eksempler på innstillingen til sør-europeiske medlemsland, som ønsket en dypere reform med større endringer i marginalprisingssystemet. Motvekten lå i Tyskland og nord-vestlige medlemsland, som hadde vært mer skeptiske til å igangsette et omfattende reformarbeid i krisetid og videre bekymret for effekten endringer i marginalprisingen ville kunne få for effektiviteten i markedet og utbyggingen av fornybar energi i Europa. De sør-europeiske medlemslandene støttet bruk av toveis CfDer mellom kraftprodusenten og staten, som kunne lagt til rette for en omfordeling av kraftprodusentenes inframarginale inntekter tilbake til forbrukerne for å oppnå sluttbrukerpriser som i større grad reflekterer produksjonskostnader i kraftmiksen. Dette kan ligne på grunnrentebeskatning. En utfordring som spesielt Frankrike tar opp, er at det er vanskelig for staten å omfordele skatteinntekter til alle forbrukere, inkludert næringsliv, uten at det kommer i konflikt med statsstøttereglene. En mulig løsning kunne ha vært å introdusere overføringer gjennom toveis CfDer som en integrert del av kraftmarkedets design. Tyskland har på sin side vært bekymret for konkurransevridningene et slikt oppsett kan skape i det indre markedet, med tanke på potensielt høye nivå av statlig støtte til både kraftproduksjon og kraftintensiv industri.

Det greske forslaget: I juli 2022 presenterte Hellas et forslag til markedsreform som skisserer hvordan markedsreglene kan skille mellom ikke-regulerbar og regulerbar kraft for å oppnå lavere sluttbrukerpriser som i større grad reflekterer gjennomsnittlige produksjonskostnader i kraftmiksen (Council of the European Union 2022). Hellas argumenterer for at det gjeldende markedsdesignet ikke er egnet for en kraftmikse med en høy og voksende andel fornybar kraftproduksjon, og at sluttbrukerprisene derfor er unødvendig høye. I gjennomføringen av det foreslåtte markedsdesignet foreslår Hellas endringer i organiseringen av engrosmarkedet, slik at budgivning i day ahead-markedet deles i to steg. Først byr produsenter av ikke-regulerbar kraft inn volum. For disse budene får produsentene betalt basert på en avtalt pris i CfDer som kan være inngått med private aktører eller en reguleringsmyndighet, uavhengig av day ahead-markedets pris. Dersom produsentene ikke har en CfD, kan de delta i en offentlig eid Green Power Pool som har ansvar for kjøp av kraft og videre salg til forbrukerne. I neste steg beregner markedsoperatøren hvilket volum som er nødvendig for å klarere markedet. Produsenter av regulerbar kraft byr så inn med volum og pris, på samme måte som markedet klareres i dag. Intraday og balanse-markedene forblir uendret. Sluttbrukerne får en pris som reflekterer snittet av det produsenter av ikke-regulerbar kraft tjener gjennom CfDer eller i Green Power Pool og det produsentene av regulerbar kraft tjener i spotmarkedet. Hellas anslår at et slikt markedsdesign kan dempe europeiske sluttbrukerpriser med ca. 50 prosent. Innsippet om todeling av engrosmarkedet ble ikke fulgt opp i Kommisjonens forslag til kraftmarkedsreform, men idéen om å legge til rette for sluttbrukerpriser som i større grad reflekterer produksjonskostnader fikk støtte av enkelte medlemsland og ble videreutviklet av Spania og Frankrike.

Det spanske forslaget: I januar 2023 delte Spania sitt innspill til markedsreform, med en grunnleggende analyse som lignet den greske. Spania argumenterer for at det nåværende markedsdesignet ikke leverer stabile og rimelige strømpriser til forbrukerne, og heller ikke kommer til å gjøre det i fremtiden. Inframarginale kraftprodusenter får for høye inntekter på bekostning av

sluttbrukerne, og videre vil ikke disse inntektene gi incentiv til investeringer i ny kraft på grunn av en rekke etableringsbarrierer. Som eksempel nevnes det at EUs potensiale for vannkraft i stor grad allerede er utbygd, og at større utbygginger av kjernekraft ikke har aksept. Utbygging av annen fornybar kraft kan være mulig, men ikke i den hastigheten som kreves for å dempe strømprisene ned mot gjennomsnittlige produksjonskostnader. Spania mener videre det er en rekke markedsfeil som tilsier at sterkere politisk styring vil være nødvendig for å sikre tilstrekkelig fornybar kraft, og i tillegg de fleksibilitetsløsningene som vil bli nødvendige i det fremtidige kraftsystemet med større grad av uregulerbar produksjon. I motsetning til Hellas foreslår ikke Spania endringer i engrosmarkedet. Det foreslås i stedet utstrakt bruk av toveis CfDer mellom kraftprodusenter og myndighetene, der produsentene garanteres en inntekt mens staten tar inntekter over garantiprisen. Garantiprisen i CfDene bestemmes gjennom auksjoner, med unntak for enkelte teknologier der staten bør sette en regulert garantipris på grunn av høye etableringsbarrierer. Vann- og kjernekraft nevnes som eksempler på slike teknologier. Produsenter av regulerbar kraft bør til en viss grad eksponeres for spotpriser, for å sikre produksjon i høypristimer. Til slutt peker Spania på kapasitetsmekanismer som en løsning for å sikre investeringer i fleksibilitet. Ifølge Spania skal oppsettet sikre både nødvendige investeringer og lavere sluttbrukerpriser enn dagens markedsdesign gir. Innspillet om å bruke statlige CfDer til å oppnå større grad av politisk styring av sluttbrukerprisene ble fulgt opp av Frankrike.

Innspill fra Frankrike: I februar 2023 delte Frankrike sitt innspill med Kommisjonen, der Frankrike i likhet med Hellas og Spania fokuserer på bruk av CfDer for å dempe sluttbrukerprisene. Frankrike peker på at det nåværende markedsdesignet har tjent Europa godt, vist tilpasningsevne i energikrisen, og garanterer optimal fordeling av ressurser og effektiv drift av mellomlandsforbindelsene. Likevel ser Frankrike en utfordring i at marginalprisingen gjør at sluttbrukerprisene ikke reflekterer gjennomsnittlige produksjonskostnader. Frankrike viser til at sluttbrukerne har betalt en for høy strømpris under energikrisen, samtidig som det ikke kan garanteres at kraftprodusentenes eksepsjonelt høye inntekter resulterer i investeringer i ny produksjon. I andre situasjoner kan lave strømpriser over lengre tid føre til at nødvendige investeringer i vedlikehold av kritiske installasjoner ikke blir gjennomført. PPAer, slik de utformes i dag, garanterer ikke en pris basert på produksjonskostnader og kan derfor kun delvis møte de overnevnte utfordringene. Frankrike mener at de medlemslandene som ønsker det må få mulighet til å inngå toveis CfDer med nye og eksisterende kraftinstallasjoner, for å sikre en sluttbrukerpris som reflekterer produksjonskostnader og samtidig en forutsigbar inntekt for produsentene. Garantiprisen bør kunne bestemmes av den nasjonale reguleringsmyndigheten. Videre må staten kunne omfordele inntektene fra CfDene til sluttbrukere innenfor alle forbrukergrupper, uten at overføringen defineres som statsstøtte. Innspillet om bruk av statlige CfDer til omfordeling ble til en viss grad fulgt opp i Kommisjonens forslag til kraftmarkedsreform.

Innspill fra Tyskland og nordlige medlemsland: Tyskland, sammen med EUs nordlige medlemsland, har utgjort en motvekt til de sør-europeiske landene som tok til orde for større endringer i de felleseuropeiske reglene for organiseringen av kraftmarkedet. Det første innspillet fra disse medlemslandene kom i desember 2021, der det ble advart mot å dreie vekk fra de grunnleggende, konkurransebaserte prinsippene i det eksisterende markedsrammeverket. I februar 2023, i forkant av Kommisjonens fremleggelse av sitt reformforslag, kom et nytt felles innspill fra Tyskland, Danmark, Estland, Finland, Latvia, Litauen og Nederland. Her legges det igjen vekt på at fordelene med dagens kraftmarkedsdesign må beholdes, da spesielt den videre integreringen av markedet gjennom mellomlandsforbindelser og fri prisdannelse i engrosmarkedet. Videre må incentivene til å investere i fornybar energi bevares og styrkes. Landene advarer mot å begrense fornybarprodusentenes inntekter, og påpeker at EUs midlertidige inntektstak for inframarginale produsenter ikke bør videreføres på permanent basis. PPAer og enkelte former for CfDer kan bidra til å sikre investeringer i

den grønne omstillingen og til å videreføre fordelene med en økende fornybarandel til sluttbrukerne, men CfD-ordninger må i så fall være frivillige, ikke dekke regulerbar kraft og heller ikke eksisterende kraftverk, rettes mot nye fornybarteknologier, og videre må kontraktsprisene være i tråd med statsstøttereglene og ikke resultere i prisregulering (i motsetning til Frankrikes forslag). Til slutt foreslås det at forbrukervernet bør styrkes, og at barrierer for aktive kunder og energisamfunn bør adresseres.

Innspill fra Norge: Olje- og energidepartementet har ved to anledninger sendt offentliggjorte innspill til Kommisjonens arbeid med kraftmarkedsreformen – i februar 2023 til Kommisjonens høring, og i juni 2023 i etterkant av det fremlagte reformforslaget. I innspillet fra februar 2023 understreker norske myndigheter, i likhet med Tyskland og nordlige medlemsland, at et velfungerende marked er nødvendig for effektiv ressursbruk og at eventuelle endringer i det eksisterende markedsrammeverket bør utredes grundig. Det argumenteres for at prissignaler er nødvendige for best mulig utnyttelse av lagret energi, inkludert energi som er lagret i vannmagasiner. Det advares om at prisgarantier eller pristak vil påvirke vannkraftprodusentenes evne til å allokere energiproduksjon over tid, og dermed medføre risiko for knapphet i situasjoner med høy etterspørsel. Det anbefales derfor at utvidet bruk av CfDer analyseres nøye med tanke på mulige negative effekter for forsyningssikkerheten. I juni 2023, skriver norske myndigheter at det er positivt at det ikke har blitt foreslått obligatorisk bruk av CfDer for støtte til regulerbar vannkraft, ettersom dette er en kontraktsform som ikke er godt egnet for denne typen produksjon. Innspillet pekte også på betydningen av god likviditet i spotprismarkedet og de finansielle markedene, og at tilrettelegging for PPAer ikke bør gå på bekostning av dette.

11.5.6 Forslag til kraftmarkedsreform i EU

Kommisjonen fremmet forslag til kraftmarkedsreform 14. mars 2023. Forhandlingene om reformen er fortsatt pågående. Reformen består av endringer i forordninger og direktiver fra Clean Energy Package, i hovedsak el-markedsdirektivet, el-markedsforordningen og REMIT-forordningen. Alle disse regelverkene antas å være EØS-relevante. Reformen kom i to deler, der del 1 fokuserer på å forbedre Europas kraftmarkedsdesign og del 2 fokuserer på bedre beskyttelse mot markedsmanipulasjon. Selv om reformarbeidet ble påbegynt som en respons til energikrisen, ble den ved fremleggelsen presentert som en del av EUs Green Deal Industrial Plan.

Del 1 om kraftmarkedsdesign

Kommisjonen foreslo ingen endringer i den grunnleggende mekanismen for prisdannelse i det europeiske engrosmarkedet (marginalprisingen). Tidligere innspill fra for eksempel Hellas om en mulig todeling av engrosmarkedet ble altså ikke reflektert i det endelige reformforslaget. Kommisjonens fokus lå i stedet på å videreutvikle dagens markedsdesign med lærdom fra krisen og i lys av den kommende energiomstillingen. Selv om Kommisjonen ikke har foreslått endringer i prisdannelsen foreslås det andre grep som kan bidra til å dempe den effekten gassprisene får for strømmregningene, spesielt volatiliteten. For husholdningene dreier dette seg om styrkede forbrukerrettigheter og tilrettelegging for fastprisavtaler, herunder bilaterale langsiktige kontrakter med produsenter av ren kraft. Videre skal medlemslandene bidra til å sikre utbyggingen av fleksibilitet i det europeiske kraftsystemet som på sikt kan erstatte gassens rolle, for eksempel med økt forbrukerfleksibilitet og støtte til nye energilagringsteknologier som hydrogen og batterier. For å kunne reagere raskt i tilfelle en ny strømpriskrise oppstår i fremtiden, foreslås det at EU kan erklære krisesituasjon slik at medlemslandene raskt får tillatelse til å gjennomføre krisetiltak som ikke ville vært tillatt i normaltid. Innspillene fra nordlige medlemsland og Tyskland er i stor grad reflektert i Kommisjonens forslag. I tillegg har Kommisjonen kommet Frankrike og Spania i møte til en viss grad, med et forslag til hvordan statlige CfDer kan brukes til å videreføre de lave kostnadene av ren

kraftproduksjon til forbrukerne. Parlamentet har vedtatt sin posisjon til endringene som foreslås i del 1 av reformen, men medlemslandene i Rådet har enda ikke kommet til enighet om sin posisjon.

Eksempler på lovendringer foreslått av Kommissjonen i del 1, samt Parlamentets forslag til de samme punktene, er:

Forbrukernes rettigheter: Medlemslandene må sørge for at strømkunder kan velge mellom både fastprisavtaler og dynamiske avtaler, og strømsalgsselskap over en viss størrelse må tilby fastprisavtaler til sine kunder. Det stilles nye krav til hvilken type informasjon kundene skal få om de ulike avtaletypene før en kontrakt inngås eller forlenges. Kundene skal også ha rett til å ha mer enn én strømkontrakt samtidig. Medlemslandene skal sikre at strømsalgsselskaper har tilstrekkelige prissikringsstrategier, for sikre at fastprisavtalene som tilbys er økonomisk bærekraftige selv i situasjoner med svingninger i spotprisene. Medlemslandene skal også sikre at sårbare kunder er beskyttet mot frakobling fra strømforsyningen, og at det utpekes en siste utveis tilbyder som kan sikre fortsatt strømleveranse til husholdninger som ikke får markedsbaserte tilbud.

Parlamentet foreslår i tillegg at prisregulering bør være tillat for sårbare og energifattige husholdninger i normaltid så vel som i krisetid, og endringer som vil styrke sårbare kunders beskyttelse mot frakobling fra strømforsyningen ytterligere.

Opptak av PPAer: Utviklingen av PPA-markeder varierer sterkt mellom ulike medlemsland, og Kommissjonen ønsker å gi insentiver til inngåelse av slike avtaler. Medlemslandene får et mer tydelig mandat til å adressere barrierer, blant annet ved å sørge for at spesifikke instrumenter (for eksempel statlige garantiordninger) er på plass. Når medlemsland gir statsstøtte for å finansiere fornybarprosjekter, skal prosjekter som legger opp til å selge ut en andel av den produserte kraften gjennom PPAer prioriteres. PPAer for fossil kraft skal ikke insentiveres.

Parlamentet foreslår i tillegg at PPA-kontrakter standardiseres, at det på europeisk nivå opprettes en database med informasjon om eksisterende kontrakter samt en markeds plass der etterspørsel kan aggregeres, og at det kan innføres egne auksjoner på EU-nivå for å sikre at fornybarmålene nås.

Statlige CfDer og omfordeling av inntekter: Det foreslås at statsstøtte til nye investeringer i kraftproduksjon skal komme i form av toveis CfDer for de utvalgte teknologiene vindkraft, solkraft, geotermisk kraft, vannkraft uten magasin og kjernekraft. Bakgrunnen for valget av disse teknologiene er at dette er ikke-fossile lavutslippsteknologier med lave og stabile driftskostnader, som typisk ikke bidrar til fleksibilitet i kraftsystemet. Teknologier på et tidlig utviklingsstadium ekskluderes. «Nye investeringer» skal inkludere investeringer i opprusting, oppgradering, eller forlengelse av levetid for eksisterende installasjoner. I CfDene vil det settes en minstepris med inntektsgaranti, men også en makspris slik at kraftprodusentens inntekter over maksprisen tilbakebetales til staten. Statens inntekter skal omfordeles tilbake til alle sluttbrukere, basert på deres andel av kraftforbruket. Ordningen for omfordeling til sluttbrukerne skal designes slik at insentiver til å reagere på prissignal ivaretas. Det at medlemslandene gjennom slike ordninger vil kunne få mulighet til å omfordele produsentoverskudd fra kraftprodusentene til alle sluttbrukere inkludert næringslivet, har ført til bekymringer for at ulike CfD-ordninger kan skape ulike konkurransevilkår mellom medlemslandene i det indre markedet. I Rådet har dette punktet vært det vanskeligste å komme til enighet om, da Frankrike har vært en forkjemper for omfordeling gjennom CfDer mens Tyskland har motsatt seg idéen.

Parlamentet vil åpne for at medlemslandene enten kan bruke CfDer eller lignende ordninger med inntektstak og -gulv for å møte kravet, og det presiseres at deltagelse i slike ordninger skal være frivillig. Videre presiseres det at ordningene skal være i tråd med statsstøttereglene og ikke forstyrre

det indre markedet. Energiintensiv industri med risiko for karbonlekkasje er definert inn som en av sluttbrukergruppene som kan støttes gjennom ordningen, men Parlamentet mener at det da også bør stilles krav om at industrien har en plan for å nå klimanøytralitet på plass. Parlamentet ber om at Kommisjonen publiserer retningslinjer for hvordan lovlige CfD-ordninger kan utformes, og om at ACER overvåker ordningens mulige effekter på det indre markedet.

Fleksibilitet: EU-landene vil få behov for utslippsfrie fleksibilitetsløsninger når andelen ikke-regulerbar kraftproduksjon øker og fossil kraft skal fases ut. For å sikre fleksibilitet, foreslås det at hvert medlemsland skal vurdere og rapportere om behovet for fleksibilitet i sitt nasjonale kraftsystem, og at det basert på disse rapportene skal settes et ikke-bindende nasjonalt mål for forbruksfleksibilitet og energilagring. Dersom det er risiko for at nasjonale fleksibilitetsmål ikke nås, kan medlemslandene opprette egne støtteordninger.

Parlamentet ber i tillegg Kommisjonen om å utarbeide en europeisk strategi for fleksibilitet og etterspørselsrespons i tråd med klimamålene for 2030 og bruke medlemslandenes rapportering til å sikre at målene nås. De gjeldende reglene for kapasitetsmekanismer endres ikke i den pågående reformen, men Parlamentet ber likevel Kommisjonen om å vurdere behovet for endringer og utrede konsekvenser og eventuelt følge opp med et forslag til oppdaterte regler.

Neste krise: Kommisjonen kan erklære en europeisk strømpriskrise med varighet på opptil ett år, dersom følgende kriterier er innfridd: prisene i engrosmarkedet har vært minst 2,5 ganger høyere enn gjennomsnittet over de siste fem årene og situasjonen er forventet å vare i minst 6 måneder, prisene i sluttbrukermarkedene har økt med minst 70 prosent og situasjonen er forventet å vare i minst 6 måneder, og økonomien er generelt negativt påvirket av de høye strømprisene. Hvis en strømpriskrise erklæres, kan medlemsland gjøre målrettede inngrep i sluttbrukerprisene for SMBer og husholdninger, så lenge det bevares et visst insentiv for strømsparing. Strømsparingsinsentivet kan ivaretas ved at støtten kun dekker opptil 70-80 prosent av støttemottakerens strømforbruk.

Parlamentet vil tilføre at medlemsland får tillatelse til å støtte energiintensiv industri i tillegg til SMBer og husholdninger i tilfelle det erklæres strømpriskrise. Videre foreslås det enkelte endringer i kriteriene for at en krise kan erklæres, blant annet at prisnivået i engrosmarkedet bør ligge over EUR 180/MWh. Andelen strømforbruk som kan dekkes foreslås økt – opptil 100 prosent for sårbare husholdninger.

Del 2 om beskyttelse mot markedsmanipulasjon

Del 2 av reformen består av endringer i REMIT-forordningen. REMIT skal styrke transparens og integritet i de europeiske engrosmarkedene for energi (kraft og gass), og forbyr innsidehandel, markedsmanipulasjon og forsøk på markedsmanipulasjon. Markedsaktørene må rapportere alle transaksjoner på EU-nivå for energimarkedene til ACER, og ACER fører tilsyn med markedene etter REMIT. Siden REMIT først ble vedtatt i 2011, har deler av markedsdesignet utviklet seg, nye produkter har blitt utviklet og nye aktører deltar i energimarkedene. Samtidig ble tilliten til prisdannelsen i energimarkedene satt på prøve med de svært høye og volatile prisene som fulgte Russlands struping av gasseksporten til Europa fra 2021. Kommisjonen har derfor foreslått flere endringer i REMIT. Det stilles strengere krav til markedsaktørenes rapportering, og ACER får utvidet ansvar for å undersøke mulige markedsmanipulasjonssaker i tilfeller der tre eller flere medlemsland kan være berørt. Generelt sett vil endringene som foreslås i REMIT ha mindre direkte effekt på sluttbrukerprisene enn de som foreslås i del 1. Del 2 av reformen har også vært mindre politisk kontroversiell. Et tema som har skapt noe debatt er ACERs utvidede ansvar i undersøkelser av markedsmanipulasjonssaker, da spesielt de nasjonale reguleringsmyndighetene i EUs største medlemsland har vært bekymret for at ACER vil mangle ressurser til å følge opp oppdraget.

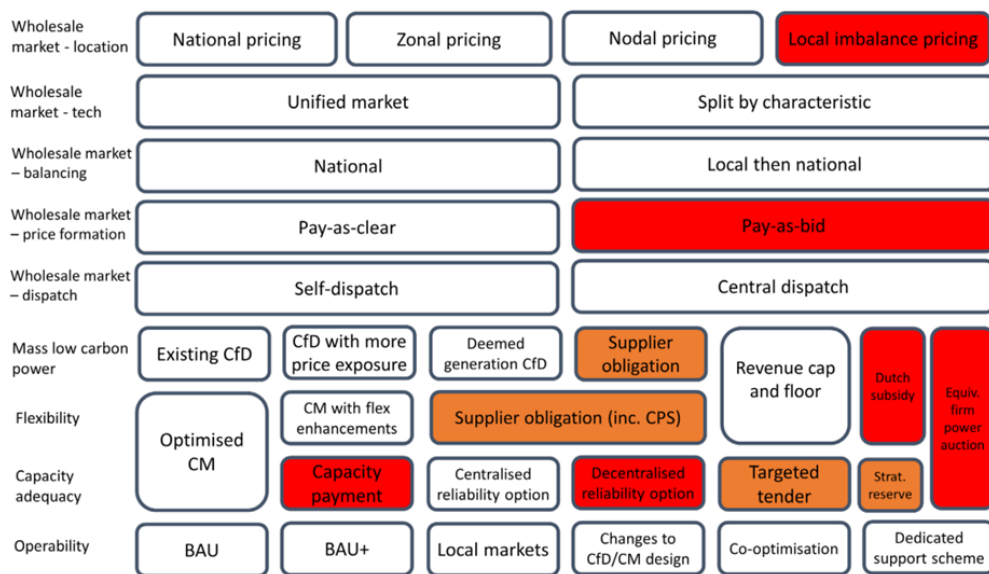
Kommisjonen har på sin side forsvart forslaget ved å peke på at rundt 85 prosent av mulige markedsmanipulasjonssaker som berører flere medlemsland ikke har vært undersøkt, blant annet på grunn av dårlig koordinering mellom nasjonale reguleringsmyndigheter. Både Rådet og Parlamentet har vedtatt sine posisjoner på del 2 av kraftmarkedsreformen. Der Parlamentet i stor grad støtter Kommisjonens forslag, har Rådet blant annet foreslått enkelte begrensninger av ACERs foreslåtte rolle i markedsmanipulasjonssaker.

Rådets posisjon og tysk-fransk industrikraftdiskusjon: Rådet vedtok sin posisjon på del 2 av reformen (om REMIT) allerede i juni 2023. Del 1 om markedsdesign har imidlertid vært mer kontroversiell. Medlemslandene har spesielt strevet med å komme til enighet om reglene for innretning av de foreslåtte tosidige CfDene, der Kommisjonens forslag har ført til bekymringer for at ulike CfD-oppsett i ulike medlemsland kan føre til konkurransevridninger i det indre markedet (se også kapittel 17). Frankrike er blant landene som har fremmet regler som vil tillate staten å bruke de tosidige CfDene til å omfordele inntekter fra kraftprodusenter til sluttbrukere, inkludert næringsliv, uten at dette skal regnes som statsstøtte. Frankrike har lenge dratt nytte av et særskilt og midlertidig unntak fra statsstøttereglene som har tillatt industrikraftordningen ARENH, men denne skal etter planen fases ut i 2025. Frankrike har derfor vært motivert av å skape handlingsrom i det felleseuropeiske regelverket for en ny industrikraftordning. Tyskland og andre nord-europeiske land har på sin side vært svært skeptiske til en slik bruk av CfDer, på grunn av de overnevnte bekymringene rundt konkurransevilkår i Europas indre marked. Samtidig har det i Tyskland pågått en separat, nasjonal debatt om behovet for en egen industrikraftordning. I Tyskland dreier bekymringene seg om industriens konkurransekraft gjennom energiomstillingen, og koalisjonspartnerne i den tyske regjeringen har diskutert ulike oppsett for å sikre industrien en forutsigbar og konkurransedyktig «omstillingspris». Der Frankrike har fremmet en ordning som vil omfordele inntekter fra kraftprodusenter til forbrukere, diskuterer Tyskland ordninger som i større grad er basert på statsstøtte. Dersom den tyske omstillingsprisen for industrien skal gjennomføres, vil dette også kreve en avklaring på europeisk nivå. Fordi Europas to største økonomier ønsker å finne nye løsninger for å sikre industrien konkurransedyktige strømpriser, kan et mulig utfall være at det felleseuropeiske regelverket endres for å tilrettelegge slike ordninger. Dette vil i så fall også kunne påvirke handlingsrommet til andre europeiske land, inkludert Norge.

11.5.7 Langsiktig kraftmarkedsreform i Storbritannia

Parallelt med den pågående prosessen i EU, har Storbritannia satt i gang arbeid med en egen, langsiktig kraftmarkedsreform. I motsetning til EU har det ikke blitt fremlagt forslag om lovendringer enda, og både den videre prosessen så vel som utfallet av den britiske reformen er foreløpig uklart. Reformprosessen ble påbegynt i 2022, med et politisk ønske om å frikoble kraft- og gassprisene for å dempe sluttbrukernes strømreregninger. Prosessen har etter hvert skapt mye politiske usikkerhet og vekket sterke reaksjoner, spesielt fra fornybarinvestorer som ønsker at regjeringen unngår fundamentale endringer i det eksisterende markedsrammeverket. Under skisseres prosessen og noen av tiltakene som har vært drøftet i forbindelse med reformen.

Reformprosessen begynte i juli 2022 da de ansvarlige departementene åpnet en første høring om endringer i organiseringen av kraftmarkedet. I mars 2023 ble det publisert et sammendrag av høringen, der regjeringen også tydeliggjorde hvilke tiltak som utelukkes og ikke vil tas videre. Det forventes at det vil åpnes en andre høring i løpet av høsten 2023. Bildet under gir en oversikt over tiltak som har vært drøftet i forbindelse med reformen. Tiltak markert i rødt er utelukket etter første høring, og vil ikke tas videre. Tiltak markert i oransje tas ikke videre alene, men kan likevel vurderes i sammenheng med andre tiltak.



Figur 11-5 Alternativer som vurderes i Storbritannia (Department for Energy Security & Net Zero 2023)

Under følger en nærmere beskrivelse av enkelte tiltak som har vært debattert i Storbritannia. Siden Storbritannia er på et relativt tidlig stadium i arbeidet med en kraftmarkedsreform, og det er uklart hvilke tiltak som kan være aktuelle og hvordan de eventuelt vil bli utformet, har utvalget i liten grad vurdert mulige effekter på det norske kraftsystemet:

Lokale prissignaler: Det britiske kraftmarkedet opererer i dag med et enkelt budområde. I forbindelse med reformen har det vært drøftet flere alternativer, inkludert opprettelse av flere budområder og nodeprising. Storbritannias operatør av transmisjonssystemet (TSO) er blant de som har argumentert for viktigheten av lokale prissignaler for effektiv bruk av nettet. Fornybarinvestorer har på sin side vist bekymring for at slike endringer kan påvirke investeringssignalene for fornybar energi negativt, både på grunn av usikkerheten endringene i seg selv skaper og fordi alternativene sannsynligvis vil medføre lavere prisnivå i områder med svakere nettforbindelser.

Lokale marked på distribusjonsnivå: Introduksjon av lokale marked, da sannsynligvis organisert på regionalt distribusjonsnettnivå, har også vært drøftet. Disse markedene vil, med støtte i lokale distribusjonsnett, sikre at lokale driftskrav møtes. I hvert lokale marked kan kraft potensielt kjøpes enten fra andre lokale marked, eller fra nasjonale marked. Deltagelse i disse lokale markedene kan enten være obligatorisk eller frivillig for forbrukere som er tilknyttet distribusjonsnettet. Et av målene med en slik ordning vil være å få mer presise prissignal lokalt, men i motsetning til endringer i budområder vil ordningen ikke ha betydning for priser utenfor Storbritannia.

Separate marked for variabel og regulerbar kraft: Et av de mer radikale forslagene som har vært drøftet i forbindelse med reformen er å dele engrosmarkedet i to ulike markeder for variabel og regulerbar kraft. Detaljene rundt dette forslaget er ikke klare, men intensjonen vil være å utvikle et eget marked for variabel produksjon der prisene skal være relativt stabile og reflektere langsiktige produksjonskostnader. Et annet marked for regulerbar kraft skal operere slik engrosmarkedet gjør i dag, med priser som reflekterer marginalkostnader. En mulig fordel med et slikt tiltak vil være demping og stabilisering av sluttbrukernes strømgjeldninger, dersom de kan dra nytte av de lavere og mer stabile prisene i markedet for variabel kraft. Forslaget ligner det som ble fremmet av Hellas i forbindelse med EUs reformprosess, men som ikke ble fulgt opp i Kommisjonens lovforslag.

Lavutslippskraft: Storbritannia bruker i dag toveis differansekontrakter for å støtte investeringer i lavutslippskraft. I forbindelse med reformen har det vært drøftet en rekke alternative mekanismer som kan gi insentiv til nye investeringer, blant annet:

- Varianter av dagens ordning der produsentene i større grad eksponeres for engrosprisen, eller der produsentenes inntekt knyttes til potensiell heller enn faktisk produksjon
- Innføring av et bredere inntektstak og -gulv for produsentene med sikte på å gi større sikkerhet rundt prosjektets inntekter

Den britiske debatten om «sosiale tariffer»: I januar 2019 innførte den britiske regjeringen en øvre grense for den prisen sluttbrukerselskapene kan kreve fra sine kunder i sluttbrukermarkedet, i form av en standardisert, variabel tariff. Dette ble gjort for å forhindre sluttbrukerselskapene i å ta for store påslag, og tiltaket ble innført ut fra en oppfatning av at sluttbrukermarkedet ikke var i stand til å levere gode nok avtaler til kundene. Taket justeres periodevis (i dag justeres det hver tredje måned) av energimyndigheten Ofgem, og er basert på sluttbrukerselskapenes kostnader i engrosmarkedet. Siden dette taket reflekterer prisene i engrosmarkedet, gir det ingen beskyttelse mot høye spotpriser – kun mot markedssvikt i sluttbrukermarkedet. Det er ikke innført tilsvarende tiltak i Norge. Utvalget vurderer tiltak for å adressere markedssvikt i sluttbrukermarkedet i kapittel 16.

Når energikrisen slo inn steg spotprisene i Storbritannia i likhet med i resten av Europa. Dette skapte et politisk press for en sosial tariff som også kunne adressere høye spotpriser. Under energikrisen ble det innført et midlertidig, separat pristak (Energy Price Guarantee) som kunne være under spotprisnivået og der myndighetene betalte mellomlegget når strømlleverandørenes innkjøpspris i engrosmarkedet var høyere enn pristaket. Nivået på pristaket har blitt justert flere ganger, og etter sommeren 2023 har det ikke lengre hatt effekt siden taket har ligget høyere enn Ofgem-prisen nevnt ovenfor. Ordningen skal etter planen fases ut i mars 2024. Støtteordningene som ble innført i Norge under energikrisen kan anses som tilsvarende tiltak. Den britiske regjeringen har ikke offisielt gått inn for en slik sosial tariff på permanent basis selv om dette er et diskusjonstema i Storbritannia. I denne debatten snakkes det om «tariffer», men i realiteten dreier det seg om en rekke mulige tiltak. For eksempel kan aktuelle tiltak være en politisk bestemt rabatt på sluttbrukernes regning, graderte priser (der sluttbrukerprisen stiger med økt forbruk), et absolutt tak på energiregningene, eller eventuelt direkte utbetalinger rettet mot sårbare forbrukere som da skal dekkes over statsbudsjettet. Med denne typen støttetiltak, unngås større forstyrrelser av det marginale prissignalet i engrosmarkedet og støtten kan rettes mot de forbrukergruppene som har størst behov. Støtteordningene som ble innført i Norge under energikrisen kan ses på som tilsvarende tiltak, selv om disse skal være midlertidige. Utvalget vurderer tiltak som kan dempe sluttbrukerprisene i forhold til spotpris i kapittel 17.

12 Langsiktig perspektiv på prisdannelsen for kraft

Frem til 2040 skal kraftsystemet i Europa gjennom en stor omlegging til fornybare energikilder. Denne omstillingen krever mer kraftutveksling, fleksibilitetsløsninger og lagringsløsninger. Det finnes en rekke prognoser og scenarier for hvordan systemet kan se ut på lang sikt, men innenfor scenarioene er det et stort utfallsrom for alle disse elementene og dermed usikkerhet om hvordan systemet faktisk blir.

I dette kapitlet presenterer vi noen scenarier for hvordan energisystemet kan se ut fremover. Målet med disse er dels å ha noen scenarier å drøfte ulike tiltak opp mot, og dels å peke på noen hovedtrekk ved prisutviklingen som utvalget mener man må forberede seg på.

12.1 Hovedfaktorer som vil påvirke prispildet på kraft i Norge og nabolandene

Som de fleste markedspriser bestemmes kraftprisene av tilbud og etterspørsel. Som forklart i kapittel 6 og 7 er det mange forhold som ligger bak både tilbud og etterspørsel etter kraft. Før vi presenterer noen scenarier for pris- og markedsutviklingen, vil vi drøfte de viktigste faktorene som påvirker prisene i Norge og i landene rundt oss.

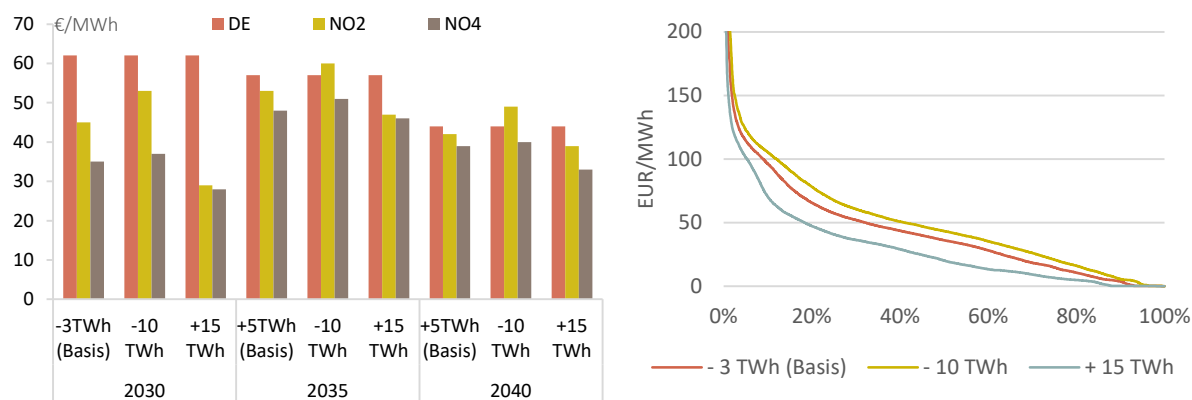
Tilsig til vannkraftsystemet

I langsiktige prisanalyser skiller vi mellom tilfeldige faktorer som temperatur og nedbør, og andre faktorer som endring i forbruk og ambisjonsnivå for klimapolitikk og energiomstilling. Både Norge og Sverige har en stor andel av sin produksjonskapasitet som vannkraft, og slik vil det også være i fremtiden. Kraftprisene vil derfor påvirkes av tilsiget til vannmagasinene. I perioder med høyt tilsig blir det stort tilbud av energi og prisene vil bli lave. Lite nedbør, både som snø og regn, vil presse prisene opp. Prisutviklingen vil også påvirkes av hvor mye vann som er lagret i magasinene og hvordan hver enkelt produsent forvalter sine magasiner.

Både meteorologiske observasjoner og klimaforskningen tyder på at forventet tilsig og variasjonen i tilsig, både fra et år til det neste og innad i det enkelte år, vil øke noe fremover i tid.

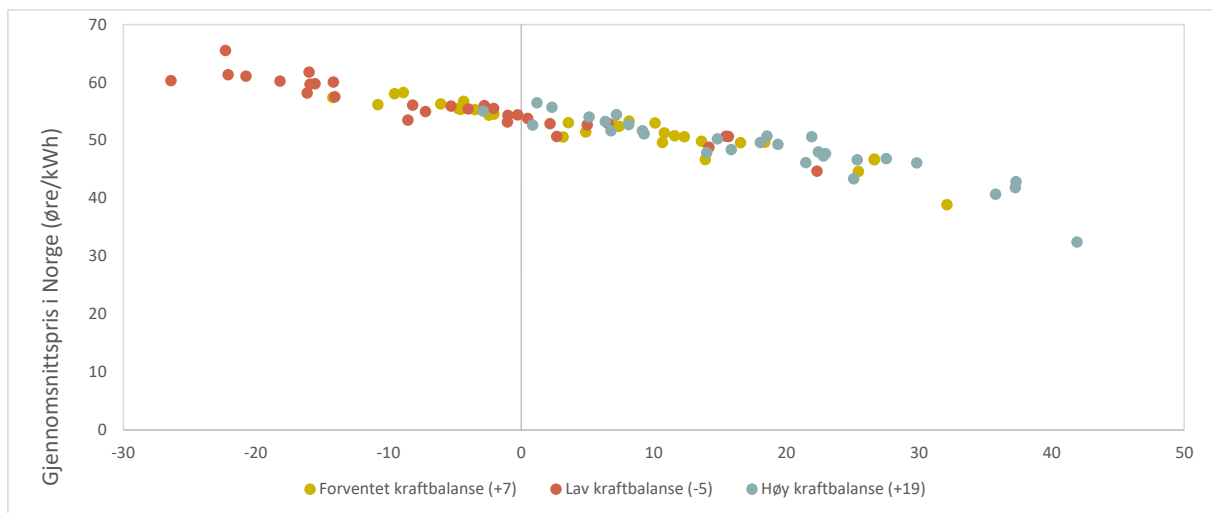
Den norske og nordiske kraftbalansen

Forholdet mellom tilbud og etterspørsel i det enkelte budområde og muligheten for kraftutveksling mellom budområder er avgjørende for prisene. I budområder der etterspørselen vokser hurtigere enn tilbudet, vil prisene stige sammenlignet med budområder der tilbud og etterspørsel vokser i takt. Statnetts langsiktige markedsanalyse belyser virkningen av kraftbalanse på prisenivået i ulike norske og nordiske budområder, se Figur 12-1.



Figur 12-1 Illustrasjoner fra Statnett viser sammenheng mellom kraftbalanse og prisenivå og prisvariasjon (Kilde: (Statnett 2023))

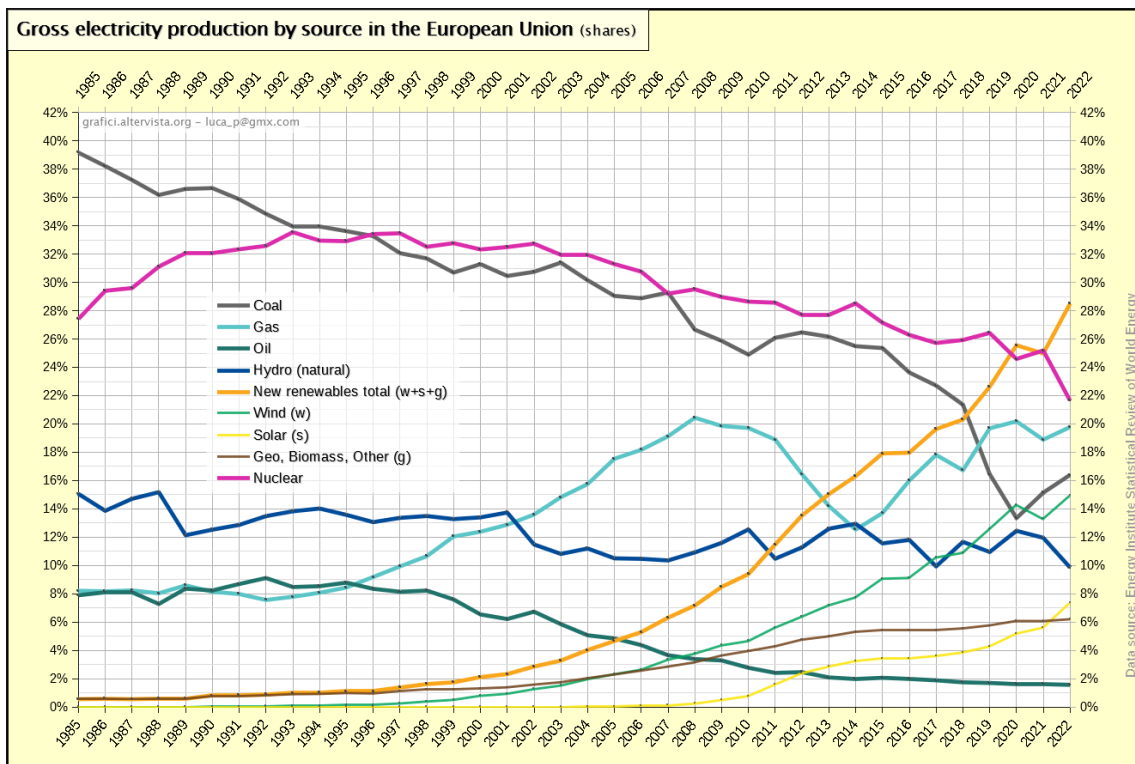
Energikommisjonen har analysert sammenhengen mellom ulike nivåer på kraftbalansen og tilsig, temperatur og vind (ulike værår) for 2030. Jo større kraftunderskudd, jo høyere vil prisnivået generelt være.



Figur 12-2 Sammenheng mellom kraftbalanse, værår og kraftpris (Kilde: Energikommisjonen)

Energimiks

Den europeiske energimiksen er i endring, Figur 12-3. For kraftproduksjon, fra i hovedsak regulerbar produksjon basert på fossile brenslere, til uregulerbare teknologier basert på sol og vind på land eller til havs. Innslag av kjernekraft og eventuelt hydrogen som fleksibilitetsløsning vil også påvirke egenskapene til fremtidens energisystem og dermed prismekanismene i kraftmarkedet.



Figur 12-3 Europeisk energimiks (Kilde: <https://grafici.altervista.org/>)

Det norske energisystemet er i dag i en særstilling – fornybart og i hovedsak basert på regulerbar vannkraft. I fremtiden vil det bli større innslag av uregulerbar produksjon fra sol og vind på land og til havs også i Norge.

Hvordan prisene i markedet vil bli, vil avhenge først og fremst av fremtidens energimiks i Europa. Dersom den europeiske energimiksen i liten grad vil bestå av regulerbar produksjon, vil Europa trenge fleksibiliteten i norsk vannkraft. Dette kan gi muligheter for god utnyttelse og verdiskaping for kraftproduksjon i Norge.

Fleksibilitet på etterspørselssiden

I takt med utfasingen av fossile kraftverk, vil etterspørselssidens evne til å håndtere varierende energitilgang bli stadig viktigere. Liten fleksibilitet på etterspørselssiden betyr at prisene vil variere mer for å sikre balanse mellom tilbud og etterspørsel, enn om fleksibiliteten er høy. En sentral kilde til fleksibilitet som brukes i mange scenarioanalyser og som anses som aktuell i Europa er produksjon av hydrogen basert på elektrolyse av vann (grønt hydrogen). Hvorvidt denne teknologien vil bli realisert som kilde til fleksibilitet gjenstår å se. Flere av hydrogenprosjektene som vurderes i både Norge og Europa legger til grunn jevnt forbruk av elektrisk kraft. Disse vil i så fall ikke nødvendigvis bidra til ønsket fleksibilitet på etterspørselssiden.

Priser på fossile brensler og på CO₂-kvoter

Prisdannelsen i Europa og Norge er sterkt påvirket av prisutviklingen på fossile brensler og på kvoter og andre tiltak for å begrense CO₂-utslipp fra kraftproduksjon. Tidligere har kullprisen hatt sterkest innvirkning på prisdannelsen, men de siste årene har gassprisene blitt stadig viktigere. Konkurransen mellom gass og kull påvirkes av produsentenes kostnader ved CO₂-utslipp. Per energienhet er utslippene av klimagasser om lag dobbelt så høye ved kullkraft sammenlignet med gasskraft.

CO₂-prisen påvirkes av europeiske myndigheter ved å redusere (eller øke) antall kvoter tilgjengelig i markedet.

Gassprisene påvirkes dels av at både tilgangen på og etterspørselen etter russisk gass er kraftig redusert, dels av det globale markedet for flytende naturgass (LNG) og ikke minst av Europas kapasitet til å ta imot LNG.

Virkningen på kraftpriser fra CO₂-priser og priser på fossile brensler vil reduseres over tid. Klimapolitikken er lagt opp slik at fornybar energi og eventuelt kjernekraft kommer til å fortrenge fossile brensler. Hvor hurtig denne overgangen skjer er en av usikkerhetsfaktorene for markedet framover.

Overføringskapasitet

Mens fossile kraftverk i hovedsak ble bygget der det var behov for elektrisk kraft, bygges fornybar energi, spesielt vindkraftverk, der en finner gode ressursgrunnlag. Siden mange land i Europa satser på de samme teknologiene (vindkraft og solenergi), øker samvariasjonen på tilbudssiden hos naboland. For mange land blir da mulighetene for å importere fra nærmeste naboland ved lokal kraftmangel da relativt sett mindre enn før, fordi sannsynligheten for at begge har samme vind- og solforhold er høy.

Samlet betyr dette at kraftsystemene i Europa generelt blir mer avhengig av kapasitet i strømmettet – både innad i det enkelte land og mellom landene. Tempoet i nettutviklingen blir dermed en sentral driver for prisutviklingen og for hastigheten i energiomstillingen.

Et viktig poeng er likevel at for Norge vil økende innslag av sol og vindkraft i våre naboland isolert sett bidra til høyere verdi av så vel norske vannkraftressurser som forbindelsene mellom Norge og utlandet.

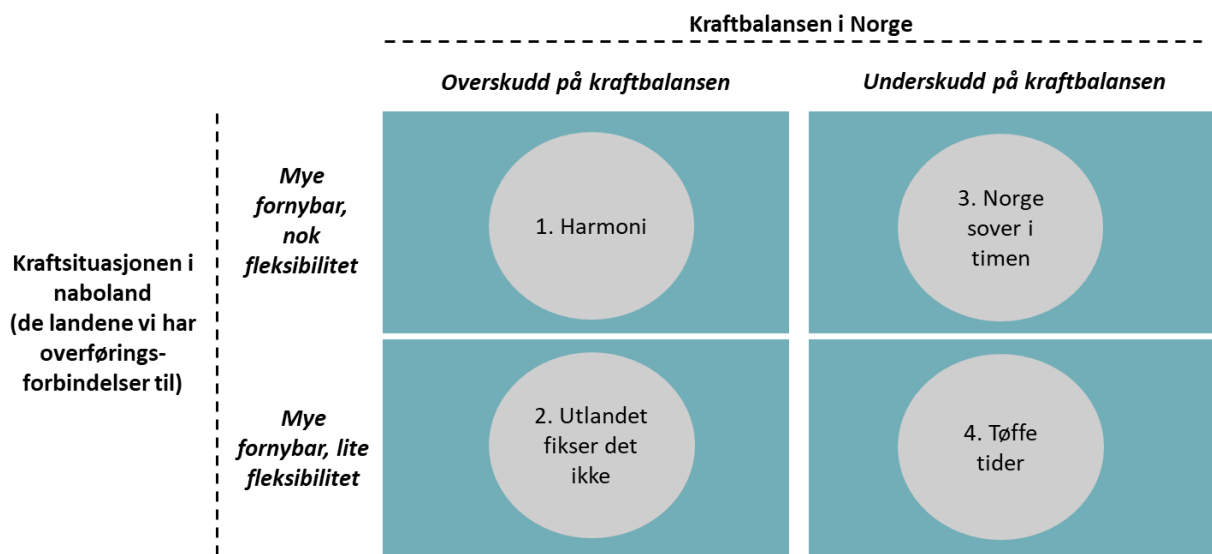
12.2 Scenarier for 2040

Utvalget har sett på den langsiktige utviklingen av kraftsystemet. Energikrisen har vist at det er umulig å ta høyde for alle situasjoner som kan oppstå. Derfor har vi valgt å se på ulike scenarier for fremtidens energisystem i landene rundt oss for å forstå mulige konsekvenser for det norske kraftsystemet ved ulik utvikling.

Det legges til grunn i alle scenarioene at det bygges ut store mengder fornybar, uregulerbar kraft i landene rundt oss. Hovedparten av denne antas å komme fra solenergi og vindkraft på land og til havs. En utfordring i et system med mye ny fornybar og uregulerbar kraft er å sikre fleksibilitet for å håndtere korte perioder når sola ikke skinner og det ikke blåser. En annen viktig utfordring er å sikre nok fleksibilitet til å få nok strøm når dette skjer over en lengre periode («Dunkelflaute»). Om, og hvordan det løses kan få stor betydning for prisdannelsen. Vi har derfor valgt fleksibilitet i naboland som en viktig dimensjon i scenarioene.

I det norske kraftsystemet er kraftbalansen viktig for prisdannelsen, ikke minst hvor konkurransedyktige priser Norge har. I hovedsak er det slik at et overskudd på kraftbalansen gir nettoeksport. Nettoeksport innebærer at prisene i utlandet er høyere enn det de er hjemme. Kraftbalansen er også viktig for den norske forsyningsikkerheten. Vi har derfor valgt kraftbalansen i Norge som en annen viktig dimensjon i scenarioene.

De fire scenarioene belyser forskjellige situasjoner som kan oppstå underveis mot et nullutslippssamfunn.



Figur 12-4 De fire scenarioene som er analysert i dette arbeidet.

Vi har benyttet et datasett fra NVE for årene 2021 og 2040 som utgangspunkt i analysene. Datasettet er NVEs vurdering av hva som kan skje med utviklingen i kraftsystemet frem mot 2040. Med det som

utgangspunkt har Sintef⁴⁷ utført en rekke partielle analyser som vi har benyttet til å belyse ulike dimensjoner ved utviklingen.

Vurderingene vi har gjort knyttet til de fire scenarioene er oppsummert i tabellen under, med en nærmere beskrivelse i de neste avsnittene. Vi sammenligner hvert av scenarioene med en situasjon som ligner på den vi hadde før pandemien og energikrisen slo inn. Denne situasjonen var preget av relativt lave, stabile og forutsigbare priser i Norge, selv om svingningene som følge av våte og tørre år kunne være betydelige, se del I.

Scenario	Kraftbalanse i Norge	Grad av fleksibilitet i naboland	Prisnivå sammenlignet med før energikrisen	Prisvariasjon	Forutsigbarhet	Forsynings-sikkerhet
1	Overskudd	Høy	Litt høyere	Litt større	Noe svekket	Uendret
2	Overskudd	Lav	Litt høyere	Større	Noe svekket	Noe svekket
3	Underskudd	Høy	Høyere	Litt større	Noe svekket	Noe svekket
4	Underskudd	Lav	Høyere	Større	Svekket	Svekket

Figur 12-5 Oppsummering av resultatene fra analysene av de fire scenarioene

12.2.1 Scenario 1: Harmoni – Overskudd i den norske kraftbalansen og mye fornybar energi og fleksibilitet i landene utenfor Norden

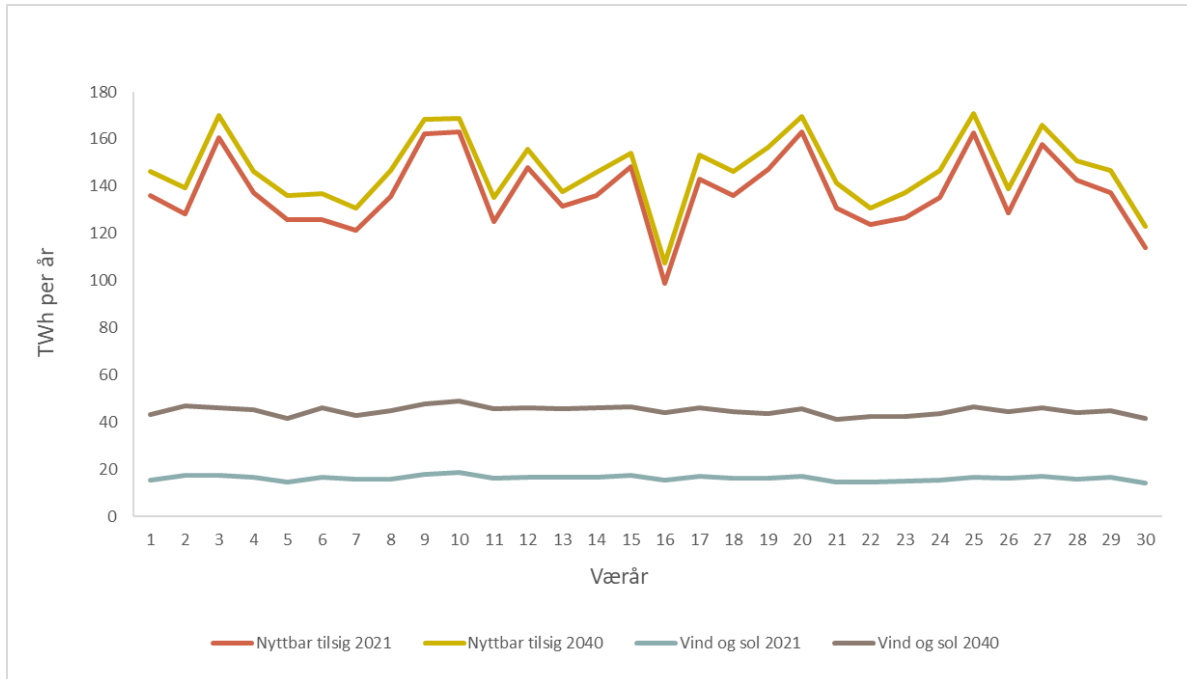
Det som særlig endrer seg fra situasjonen før energikrisen, er en kraftig økning av uregulerbar produksjon (vind og sol), og en kraftig økning av etterspørselen i Norge. Det er også forutsatt en betydelig etterspørselsfleksibilitet fra hydrogen/ammoniakkproduksjon. Det er en positiv kraftbalanse, eller kraftoverskudd, men noe mindre enn i dag.

Den kraftige økningen i både produksjon og etterspørsel fremover er forventet av de aller fleste som utvikler langsiktige analyser for kraftmarkedet, inkludert Statnett, NVE og mange analyseselskaper. Hovedårsaken til forbruksutviklingen er forventninger om utfasing av fossile energikilder gjennom økt elektrifisering av transport, petroleumsindustrien og eksisterende industri. I tillegg forventes det økt forbruk fra etablering av ny industri. De fleste analyser legger til grunn at forbruket dekkes opp med økte investeringer i solenergi, vindkraft og vannkraft. Nøyaktig hvor stor den forventede økningen blir varierer mellom analysene, men utviklingsretningen er sammenfallende.

Den kraftige økningen i sol og vindkraft har to konsekvenser for prisene. For det første, så gjør det økte innslaget av uregulerbar produksjon at prisvariasjonene fra time til time og mellom døgn øker sammenlignet med dagens situasjon. I Norge dempes denne effekten av regulerbar vannkraftproduksjon, men variasjonene vil bli større enn hva vi er vant til historisk.

⁴⁷ Datasettet omfatter 30 værscenarier 1981-2010, detaljert modellering av Norden: Norge, Sverige, Finland, Danmark, eksogene prisserier: UK, Nederland, Tyskland, Polen, Baltikum (fra TheMA - modellen), justering av rasjonerings- og utkoblingspris etter avtale med NVE, utvikling av produksjon og forbruk basert på eksisterende planer og beste estimater, noe konservative antagelser i utvikling av etterspørsel sammenlignet med Statnett langsiktige markedsanalyse (LMA).

For det andre medfører det økte innslaget av vind og sol at tilførselen av energi blir mer stabil mellom år. Hvor mye det regner i et år sammenlignet med et annet år varierer mye mer enn forskjellen på hvor mye det blåser og sola skinner mellom to år. Det betyr at det kommer inn rundt 30 TWh mer sol og vind hvert år uten stor variasjon fra år til år i dette scenarioet. Det er en rimelig konstant ekstra kraftproduksjon. Dette er illustrert i figuren nedenfor.



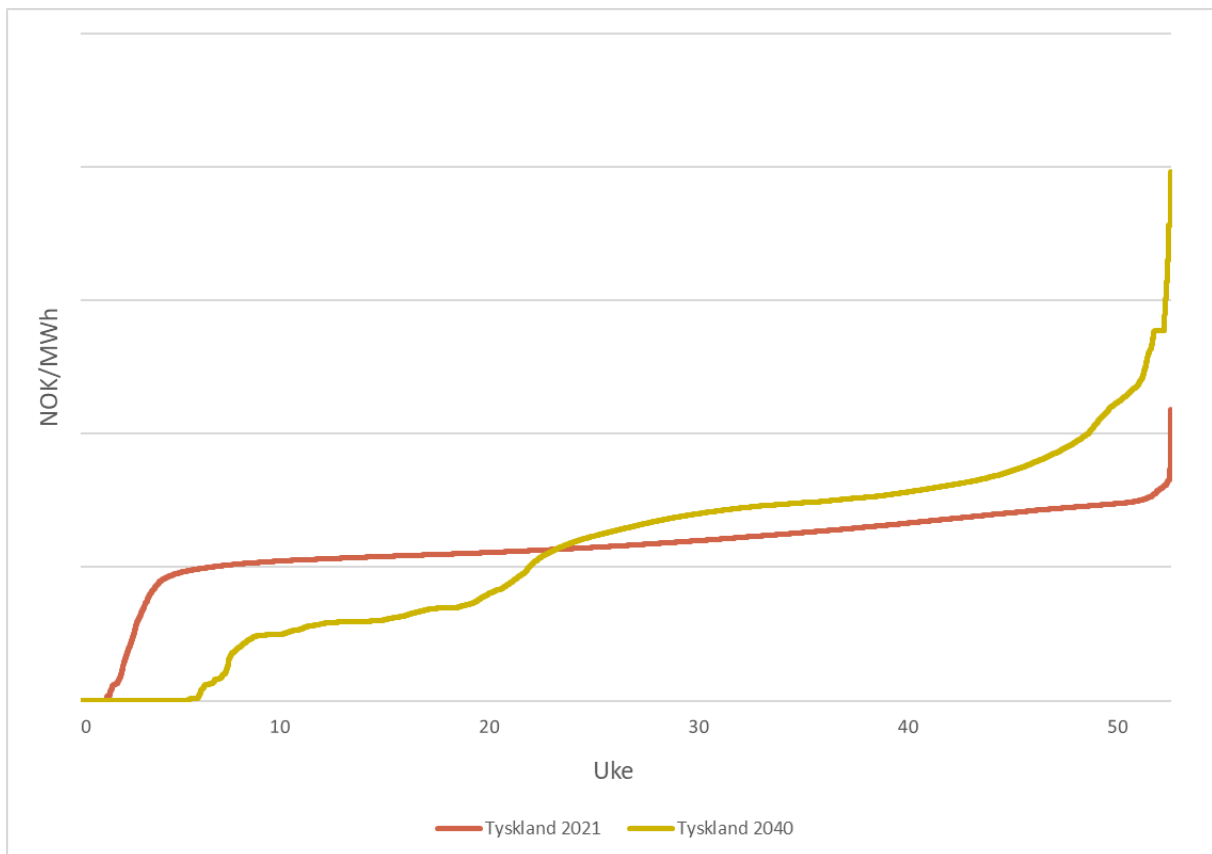
Figur 12-6 Tilsig til vannkraft og produksjon for vind- og solkraft for ulike værår

Figuren viser variasjonen i tilsiget til vannkraften målt i TWh og produksjonen av vind og sol 30 forskjellige værår i perioden 1981 til 2010 vi legger til grunn.

Etterspørselsfleksibiliteten som kommer av hydrogen/ammoniakkproduksjonen betyr at forbruket reduseres hvis prisene blir høye. Når etterspørselen reduseres, så reduseres også prisene til glede for andre forbrukere sammenlignet med hva de ellers ville vært.

En annen viktig faktor for prisdannelsen i Norge er prisnivået og prisstrukturen i landene omkring oss. I dette scenarioet forutsettes det at nabolandene bygger ut tilstrekkelig fleksibilitet som jevner ut svingningene fra den økte fornybar produksjonen. Allikevel vil det store innslaget av fornybar energi innebære større prisvariasjoner enn i dag.

I figuren nedenfor vises en varighetskurve for de tyske prisene i 2021 (observert) og 2040 (forutsatt i datasettet). Varighetskurvene tar alle prisene som fremkommer i løpet av et år og legger de i en rekkefølge fra lavest til høyest pris over året. Den røde kurven viser prisene i 2021 og den gule kurven viser prisene i 2040. Den røde kurven viser en slakere helning enn den gule. Det betyr at prisene er mer stabile i 2021 enn i 2040. Hvis vi følger den gule kurven fra venstre til høyre i figuren, ser vi at det er flere uker med tilnærmet nullpriser før kurven stiger kraftig og prisene blir høyere enn i 2021. Helt til høyre i figuren ser vi at prisene blir langt høyere enn hva den røde kurven for 2021 viser.



Figur 12-7 Varighetskurver for tyske priser, observert i 2021 og forutsatt i 2040.

Det viser at prisene forventes å variere mer i et kraftsystem som har et større innslag av fornybar og uregulerbar energi enn hva vi har i dag.

Hva kan vi da si om prisvirkningene for Norge i dette scenarioet sammenlignet med situasjonen før energikrisen?

Vi minner om at vi i dette scenarioet legger vi til grunn kraftoverskudd i Norge og mye fleksibilitet i landene rundt oss. Vi vurderer prisvirkningene til å bli som følger:

- **Prisnivå.** Analysen som er utført peker i retning av et noe høyere prisnivå på lang sikt enn det som har vært observert historisk i Norge før energikrisen.
- **Prisstabilitet:** De kortsiktige prisvariasjonene (time til time, døgn til døgn) øker som følge av mer solenergi og vindkraft. Men prisene er mer stabile mellom år som følge av mer energi som den samme solenergien og vindkraften tilfører i det norske systemet. Samlet sett anses prisene å bli noe mindre stabile.
- **Forutsigbarhet:** På tross av økt etterspørselsfleksibiliteten, som innebærer at sjansen for høye priser reduseres, så vil den økte prisvariasjonen i landene rundt oss bidra til noe mindre forutsigbare priser.
- **Konkurransedyktige priser.** Vi har et kraftoverskudd i dette scenarioet, så det betyr at vi i år med normalt tilsig vil ha nettoeksport til våre naboland. Vi eksporterer som tidligere forklart i kapittel 7, når prisene er høyere i utlandet enn her hjemme. Når vi har flere timer med eksport enn import, så peker det i retning av at prisnivået i Norge er lavere enn i våre naboland. Det betyr at vi har konkurransedyktige priser mot Europa. Det økte prisnivået kan gjøre at konkurransedyktigheten svekkes mot land utenfor Europa, dersom disse landene ikke får samme prisøkning på strøm som i Europa som følge av energiomstillingen.

En situasjon med større kortsiktige prisvariasjoner som i dette scenarioet, betyr at det blir sterkere insentiver både til kraftprodusenter og forbrukere til å investere i kortsiktig fleksibilitet. For kraftprodusentene kan det bety å investere i større effektkapasitet, mens for forbrukerne kan det innebære investeringer i distribuert energilagring og økt utstyr til å jevne ut forbruket over døgnet.

Det høyere prisnivået styrker insentivene til å investere i mer kraftproduksjon. Prisene er også relativt stabile og forutsigbare, hvilket gjør at investorer har lettere for å vurdere utsiktene framover når det gjør sine vurderinger.

Det er vanskeligere å vurdere om det utløser mer kraftproduksjon. Det er avhengig av prisnivået og ikke minst kostnadsutviklingen for ny produksjon. Er kostnadene ved å investere i ny kraftproduksjon lavere enn forventet prisnivå, så vil det investeres i mer kraftproduksjon hvis det ikke finnes andre etableringshindre.

Trygg forsyningsikkerhet og god ressursutnyttelse

Det er et kraftoverskudd og godt med fleksibilitet både i det norske kraftsystemet og i de omkringliggende land i dette scenarioet. Det norske kraftsystemet bør være rustet til å møte en lengre periode med lite vind og lite sol i våre naboland også i et tørrår. Prisene vil i en slik situasjon stige, men tilstrekkelig fleksibilitet i våre naboland bør sikre at det ikke blir forsyningsmessige utfordringer. Det betyr at forsyningsikkerheten er godt ivaretatt.

I våtår vil kraftoverskuddet i Norge bli stort i dette scenarioet. Utvekslingskapasiteten med andre land vil medføre at vi får solgt kraften, men da til lavere priser.

Ettersom vi har mange utvekslingsforbindelser til ulike land med forskjellige værforhold, reduseres risikoen for utfordringer knyttet til forsyningsikkerhet og mindre effektiv ressursutnyttelse, sammenlignet med en situasjon med utvekslingskapasitet til færre land.

12.2.2 Scenario 2: Utlandet fikser det ikke – Overskudd på den norske kraftbalansen og mye fornybar energi og lite fleksibilitet i landene utenfor Norden

I dette scenarioet er det sammensetningen av kraftproduksjonen i landene utenfor Norden som endrer seg. Her ser vi for oss en utvikling hvor utbyggingen av fleksibilitet på tilbuds- og etterspørselssiden ikke holder tritt med utviklingen av fornybar og uregulerbar energi som sol og vind. Det er mange årsaker til at det kan skje. Det er neppe en situasjon som vil vedvare over tid, men det er en situasjon som kan ta tid å korrigere hvis det først skjer.

For lite fleksibilitet innebærer at prisvariasjonen blir mye større i landene omkring oss. Det kan illustreres ved at vi tenker oss å legge ytterligere en varighetskurve på figuren som vi viste tidligere. Den nye kurven har enda flere timer med svært lave priser og en sterkere helning. Når det er mindre fleksibilitet i kraftsystemet, så blir prisene enda mer følsomme for vær og vind, som påvirker kraftproduksjonen fra solenergi og vindkraft.

Hva er prisvirkningene i dette scenarioet sammenlignet med situasjonen før energikrisen?

I dette scenarioet vurderes prisvirkningene å være:

- *Prisnivå.* Mangelen på fleksibilitet fører til flere timer med høye priser i utlandet som også påvirker de norske prisene, slik at det blir et høyere gjennomsnittlig prisnivå over året sammenlignet med scenario 1: Harmoni, og følgelig da også sammenlignet med situasjonen før energikrisen.
- *Prisstabilitet:* Lite fleksibilitet i landene rundt oss, betyr at prisvariasjonen i utlandet blir større. Prisvariasjonene i landene rundt oss innebærer også større variasjoner i norske priser. Vannkraftens fleksibilitet vil bidra til å redusere prisvariasjonene i Norge sammenlignet med

andre land, men sammenlignet med det vi historisk har vært vant til, vil prisvariasjonene sannsynligvis være langt større.

- *Forutsigbarhet*: De store prisvariasjonene medfører mindre forutsigbarhet for priser.
- *Konkurransedyktige priser*. Kraftoverskuddet medvirker til at norske priser i gjennomsnitt over året fortsatt er lavere enn prisene i landene i Europa utenfor Norden. Årsaken til dette er at selv om høyere verdi av eventuell krafteksport trekker norske kraftpriser oppover, vil den dårlige fleksibiliteten i Europa også føre til at de i perioder har vesentlig mer produksjon enn de har forbruk. Det åpner for mer import sammenlignet samtidig som vi får mer eksport. Som alltid blir det den norske kraftbalansen som styrer nettoutvekslingen, og ulikhetene i ressurstilgangen (vind, sol, vann, etc.) som styrer konkurranseevnen mot naboland på lang sikt. Som i forrige scenario vil konkurransedyktigheten kunne bli svekket mot land utenfor Europa.

Med større prisvariasjoner gis det sterkere insentiver både til kraftprodusenter og forbrukere til å investere i fleksibilitet. For kraftprodusentene kan det bety større effektkapasitet, mens for forbrukerne kan det innebære investeringer i distribuert energilagring og økt utstyr til å jevne ut forbruket over tid.

Det høyere prisnivået styrker insentivene til også å investere ny produksjon, men blir noe svekket av at markedsutsiktene i dette scenarioet er mer uforutsigbare.

Noe mindre god forsyningssikkerhet og ressursutnyttelse

Kraftoverskuddet i Norge bidrar til å ivareta forsyningssikkerheten. Kraftoverskuddet er også viktig for å håndtere lengre perioder med lite vind og sol i våre naboland. I en slik situasjon vil prisene stige ettersom norsk vannkrafts fleksible ressurser vil få en høy verdi i utlandet. Den situasjonen vil ytterligere forsterkes hvis det sammenfaller med et tørrår i Norge.

Det er større fare for sløsing av ressurser i dette scenarioet. I et våttår kan det være at produksjonen av fornybar energi i landene rundt oss er svært høy som følge av været, og at landene ikke vil være i stand til å ta mot import fra Norge. Dette gir økt risiko for flomtap. Våre mange utvekslingsforbindelser til ulike land reduserer imidlertid risikoen.

12.2.3 Scenario 3 – Norge sover i timen: Underskudd på den norske kraftbalansen og en kraftsituasjon i naboland med mye fornybar energi og nok fleksibilitet

Her er den store forskjellen fra de to første scenarioene at vi har kraftunderskudd i Norge. I dette scenarioet legger vi til grunn at våre naboland har bygget ut nok fleksibilitet til å håndtere prisvariasjonene. De unngår alvorlig energimangel og har heller ikke store problemer med at kraftproduksjonen overstiger forbruket og fører til perioder med negative priser.

Hva er prisvirkningene i dette scenarioet sammenlignet med situasjonen før energikrisen?

I dette scenarioet vurderes prisvirkningene sammenlignet med situasjonen før energikrisen å være:

- *Prisnivå*. Kraftunderskuddet og dermed økt import av kraft fra landene rundt oss bidrar til et høyere prisnivå i Norge enn før energikrisen.
- *Prisstabilitet*: Prissvingningen i landene utenfor Norden blir mer utjevnet av landenes egen fleksibilitet. Europeiske priser vil sannsynligvis likevel bli mer volatile enn de har vært historisk fordi kraftsystemet blir mer væravhengig. Graden av volatilitet avhenger imidlertid av hvilke kilder til fleksibilitet som blir toneangivende i Europa. Kraftunderskuddet medfører også mindre prisstabilitet i Norge siden vi blir mer påvirket av europeiske priser som følge av økt importbehov. Med kraftunderskudd må vi oftere enn med kraftoverskudd importere fra Europa. En del av denne økte importen vil trolig komme i perioder vi ellers ville ha eksportert

om vi hadde hatt kraftoverskudd. En del av importen vil derfor være til priser som er høyere enn dagens importpriser. Siden det er grenser for hvor lave kraftprisene kan være over tid, men nesten ingen grenser for hvor høye de kan bli (skjev sannsynlighetsfordeling), tilsier dette høyere prisvolatilitet også i Norge.

- *Forutsigbarhet:* Kraftunderskuddet medfører mindre forutsigbare priser.
- *Konkurransedyktige priser.* Et kraftunderskudd vil medføre at Norge importerer mer kraft. Ettersom prisene rundt oss er mer stabile og ikke gir mulighet til å importere store mengder kraft til nullpriser, så innebærer det at norske priser ikke lenger er like konkurransedyktige sammenlignet med Europa.

Høyere priser som følge av kraftunderskudd styrker insentivene til å investere mer i kraftproduksjon og til økte investeringer i energieffektivisering. Prisene vil trolig variere mer enn i dag, hvilket tilsier at vannkraftens reguleringsevne blir etterspurt. Det styrker investeringsinsentivene til også å investere i mer effekt.

Noe svekket forsyningssikkerhet, men god ressursutnyttelse

Kraftunderskuddet medvirker til en svekket forsyningssikkerhet. Samtidig legger vil til grunn i scenarioet at det er utbygget mye fleksibilitet i landene rundt oss. Det betyr at vi kan stole på at vi kan importere den kraften vi behøver fra landene rundt oss. Ettersom det er stor kapasitet i overføringsforbindelsene med flere andre land, så medfører det neppe store forsyningsproblemer selv i tørrår.

Kraftunderskuddet medfører også at det er mindre fare for spill av vann i våte år, hvilket tilsier at ressursene blir utnyttet.

12.2.4 Scenario 4 – Tøffe tider: Underskudd i den norske kraftbalansen og en kraftsituasjon i naboland med mye fornybar energi og lite fleksibilitet

I dette scenarioet har vi både et kraftunderskudd i Norge og lite fleksibilitet i kraftsystemene rundt oss. Det gjør oss sårbare overfor situasjoner i både det norske kraftsystemet og kraftsystemene i landene rundt oss.

Hva er prisvirkningene i dette scenarioet sammenlignet med situasjonen før energikrisen?

I dette scenarioet vurderes prisvirkningene sammenlignet med situasjonen før energikrisen å være:

- *Prisnivå.* Kraftunderskuddet i Norge bidrar til høyere priser her. Kraftoverskuddet rundt oss gir mulighet til import ved lave priser i Europa, noe som kan drive de norske prisene ned i perioder. I gjennomsnitt over tid vil imidlertid prisnivået i utlandet i dette scenarioet være høyere enn situasjonen før energikrisen. 'Nøk' energi i kombinasjon med lite fleksibilitet betyr at utlandet får lange perioder med lave priser og lange perioder med (veldig) høye priser i Europa.
- *Prisstabilitet:* Store prisvariasjoner i landene rundt oss medfører store prisvariasjoner også her hjemme.
- *Forutsigbarhet:* Vi blir mer påvirket av prisnivået i Europa i en situasjon med kraftunderskudd hjemme. Prisnivået ute i dette scenarioet er svært væravhengig og vil ha store variasjoner. Det medfører også større uforutsigbarhet.
- *Konkurransedyktige priser.* Et kraftunderskudd vil medføre at Norge importerer mer kraft. Det trekker i retning av at vi får høyere priser i Norge sammenlignet med landene rundt oss. Samtidig kan det oppstå tidsbegrensede perioder hvor vi importerer svært mye kraft til lave priser fra landene rundt oss og eksporterer til høye priser, som samlet sett kan gi oss lavere gjennomsnittspriser enn konkurrentene.

En helt avgjørende forskjell er imidlertid at Norge kan ha relativt god fleksibilitet i kraftsystemet selv med underskudd på kraftbalansen (på grunn av vannkraften). I utlandet derimot er premisset for scenarioet at de ikke har nok fleksibilitet til å unngå alvorlig knapphet og betydelige overskudd i andre perioder. Dette må de uansett håndtere på en eller annen måte. Selv om dette ikke nødvendigvis kommer til syne i gjennomsnittlige markedspriser, vil det være kostnader som brukerne av kraftsystemene i utlandet må dekke. Som en illustrasjon av dette kan vi tenke på Tysklands kraftige vekst i kostnader til å håndtere ubalanser. Det som er sikkert, er at vår konkurransekraft globalt i enda større grad enn i de andre scenarioene er avhengig av våre nabolands tempo og omfang knyttet til utbyggingen av fornybar energi og nødvendig fleksibilitet.

Høy verdi av norsk fleksibilitet, men svekket forsyningsikkerhet

Norsk magasinkraft får stor verdi som følge av store prisvariasjoner og et generelt høyere prisnivå. For andre norske produsenter (vindkraft, solenergi, elvekraft) som har uregulerbar produksjon, er det mer usikkert og et spørsmål om hvilke priser de oppnår. Hvis uregulert produksjon i Norge sammenfaller med høy produksjon i utlandet, så vil de i hovedsak oppnå langt lavere priser enn i magasinkraft. Høyere priser som følge av kraftunderskudd og de store prisvariasjonene styrker insentivene til å investere mer i regulerbar kraftproduksjon og til økte investeringer i energieffektivisering og etterspørselsfleksibilitet.

Kraftunderskudd og lite fleksibilitet i landene utenfor Norden utfordrer forsyningsikkerheten. Nabolandene har ikke nok fleksibilitet i sine systemer til at vi kan være sikre på at vi får importert nok kraft hvis vi virkelig trenger det. Et tørrår som sammenfaller med en lang periode hvor det er overskyet og vindstille kan gi utfordringer for forsyningsikkerheten. Utfordres forsyningsikkerheten, kan de potensielle kostnadene for samfunnet bli svært høye.

12.2.5 Hva forteller scenarioene oss?

Som alle scenarioene viser, kan vi forvente høyere og samtidig mer volatile priser fremover i tid. Det er en fordel for norsk konkurransekraft å ha et kraftoverskudd. Da kan vi være sikrere på at vi har lavere priser her hjemme enn der ute. Men det er ikke slik at hvis vi vipper mot et lite underskudd blir prisene i Norge automatisk høyere enn i utlandet. Prisstrukturen i utlandet, som avhenger av kraftmiks og kraftbalanse, har stor betydning.

Hvorvidt vi skal ha kraftoverskudd i Norge er et politisk spørsmål. De viktigste virkemidlene er å sikre aksept og konsesjonsprosesser slik at utviklingen på tilbudssiden kan holde tritt med utviklingen på etterspørselssiden. Hvorvidt det er nødvendig med økonomiske virkemidler, som for eksempel tilsvarende ordningen med elsertifikater eller differansekontrakter som planlegges for vindkraften i Nordsjøen, og som ser ut til å bli løsningen EU prioriterer fremover, er et åpent spørsmål.

En utbygging av kraft som skissert i disse scenarioene bidrar til elektrifiseringen av samfunnet og dermed reduserte klimagassutslipp. Denne omleggingen er et resultat av klimamålene som er satt her hjemme og i Europa. Samtidig medfører utbygging av kraft naturinngrep. Dermed er det behov for viktige politiske avveininger langs konfliktlinjedimensjonen vekst-vern.

Tilgang til fleksibilitet blir også en nøkkelutfordring fremover. Først og fremst i Europa, som står foran en enda større energiomstilling enn hva vi gjør, men også i Norge blir det viktig å sikre tilstrekkelig tilgang på tilbuds- og etterspørselsfleksibilitet.

Det er også betydelig usikkerheter knyttet til hvordan selve prisdannelsen vil skje fremover som ikke er dekket i scenarioene. En av usikkerhetene er om det er markedsprisene som utløser tilstrekkelig med investeringer til å nå klimamålene, eller om det er nødvendig med støtteordninger. Det kan ha betydning for hvilke priser en møter på den andre siden av mellomlandsforbindelsene.

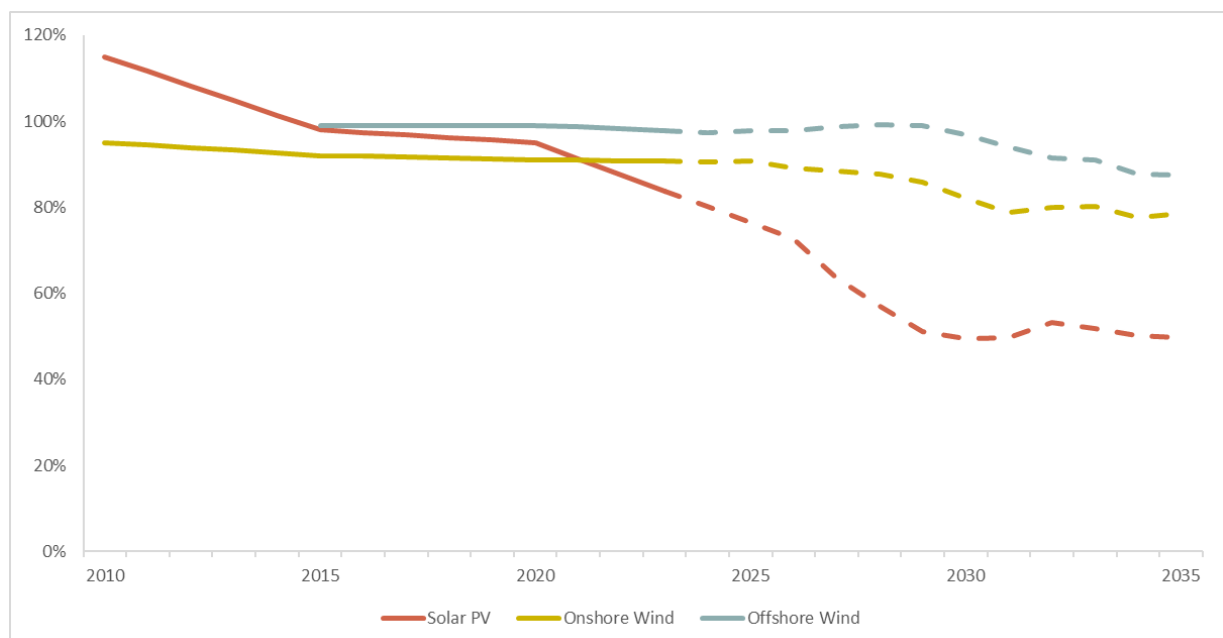
I alle scenarioene som er drøftet skal energisystemet ombygges. For å erstatte kull- og gasskraftverk med store utslipp, så skal store mengder fornybar energi inn i kraftsystemet, samtidig som det skal bygges inn ny fleksibilitet som skal være utslippsfrie.

De fleste land i Europa har historisk benyttet en rekke tiltak for å utløse investeringer i fornybar energi og fleksibel kraft. Investeringene har i liten grad blitt utløst av markedsprisene alene. Med de store mengdene med fornybar energi som skal bygges ut i Europa, så er det vanskelig å forestille seg at det skjer uten tiltak også fremover.

Hva kan det bety for markedsprisene som Norge møter på den andre siden av mellomlandsforbindelsene? EU drøfter som nevnt i kapittel 11 å bruke differansekontrakter for å utløse investeringer i fornybar energi. Differansekontrakter innebærer at utbygger mottar en fast pris for det som produseres fra eksempelvis en havvindpark. Kraften blir omsatt i engrosmarkedet. Blir markedsprisen høyere enn fastprisen, så betales differansen tilbake til myndighetene. Hvis det er motsatt, betaler myndigheten utbygger differansen.

En storstilt utbygging innebærer at det kommer veldig mye mer kraft inn i markedet. Det i seg selv innebærer at prisene faller. Sol- og vindenergi er som vi vet væravhengige. Det betyr også at når det blåser på en vindpark, så blåser det også i naboens vindpark slik at de produserer samtidig. Det samme gjelder for solenergi, skinner sola på din solcellepark, er det sol også på naboens. Da får vi en annen effekt i markedet, det vi kaller kannibalisering. Det innebærer at når det blåser mye, eller er mye sol, så kommer det mye kraft inn i markedet samtidig og prisene stuper. Det betyr at vindkraft og solenergi blir eksponert for priser som ofte er lavere enn gjennomsnittsprisen.

I figuren nedenfor er det illustrert for Tyskland. Den vertikale aksene viser hvilken andel av gjennomsnittsprisen i markedet som oppnås av havvind, landvind og solenergi historisk og i en forventet utvikling. I dette eksempelet er det også lagt inn ganske mye etterspørselsfleksibilitet i form av hydrogenproduksjon som reduserer virkningen.



Figur 12-8 Historiske priser og forventede priser fremover for sol og vind i Tyskland (Kilde: THEMA Consulting Group)

Dette betyr for det første at prisene blir presset kraftig i perioder, og at de periodene øker jo mer den uregulerbare fornybarandelen øker.

Da blir det neste spørsmålet, hvis prisen i markedet ikke er tilstrekkelig til å utløse fornybarinvesteringer, vil det være et tilstrekkelig antall timer med høye priser til å utløse investeringer i fleksibilitet i form av gasskraftverk som kan benytte utslippsfri hydrogen for eksempel?

En analyse som ble utført av Department for Business, Energy and Industrial Strategy (det daværende engelske energidepartementet) viste at det ikke ville være nok høypristimer til å gi en fornuftig avkastning til investeringer i fleksibel kraftproduksjon. Markedsprisene vil altså heller ikke her nødvendigvis være tilstrekkelig til å utløse investeringer. I så fall vil det bli nødvendig også støtte utbyggingen av fleksibel kraftproduksjon.

Summen av en slik utvikling kan bli at vi møter lave spotpriser i den andre enden av kablene som får betydning for norske vannverdier og priser. Det vil i så fall medføre lavere priser i Norge, med påfølgende mindre overskudd til produsentene og lavere kostnader for forbrukerne.

Norske vannkraftprodusenter med magasin vil trolig få betalt for sin regulerbarhet siden det trolig fortsatt er store prisvariasjoner i de europeiske markedet. Det kan innebære at det blir lønnsomt med effektivinvesteringer. Lavere gjennomsnittspriser som følge av utstrakt bruk av støtteordninger for kraftproduksjon i Europa, kan da også medvirke til at det blir vanskeligere å utløse investeringer som «normalt» ville blitt utløst av markedsprisen også i Norge. Da kan det bli nødvendig også for Norge å støtte utbygging av ny produksjon.

Hva så med norsk industris konkurransevne? Her får vi en utvikling i det europeiske markedet hvor strømprisen utgjør en stadig mindre andel av totalkostnadene som forbrukere betaler. Som vi husker fra kapittel 8, betaler en forbruker både nettariffer og diverse skatter og avgifter i tillegg til strømprisen. Hvis utbyggingen av mye ny fornybar energi støttes av myndighetene og belastes forbrukerne med økte avgifter, så vil den fallende strømprisen utgjøre en stadig mindre andel av totalkostnaden.

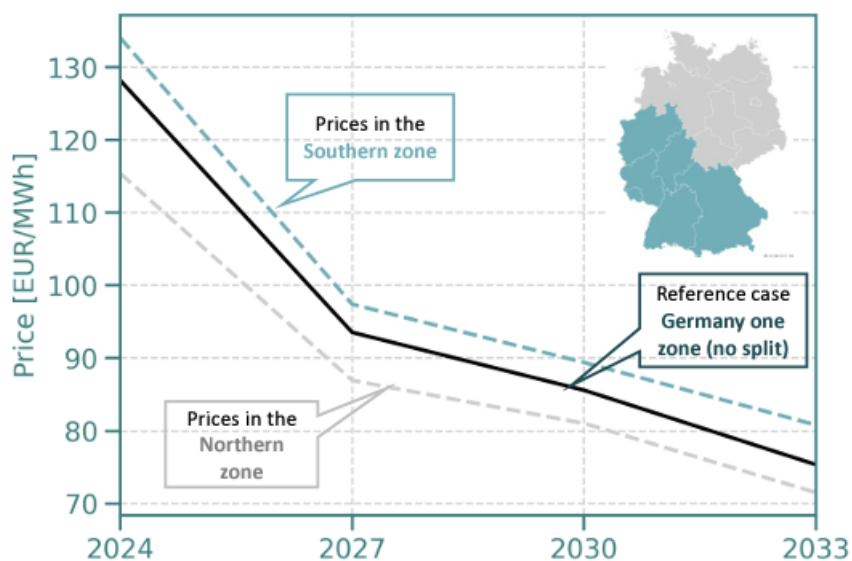
I ytterste konsekvens kan vi ende der hvor den europeiske strømprisen er lavere enn den norske, selv om totalkostnadene per kWh er langt høyere enn i Norge. Da vil norsk industris konkurransevne avhenge av hvor stor andel av nettariffer og andre skatter og avgifter som pålegges konkurrentene. Hvis konkurrentene ikke blir belastet sin «rettmessige» andel av skatter og avgifter (for eksempel dersom andre forbrukere tar størstedelen av regningen), så svekkes norsk industris konkurransevne.

12.2.6 Hva skjer hvis Tyskland deles i to eller flere budområder?

Det som skjer i nabolandene våre, får betydning for prisdannelsen i Norge. Det er ikke bare endringer i det fysiske kraftsystemet som kan få konsekvenser for norske priser.

Ett eksempel på en slik endring, er hvis Tyskland som i dag kun har ett budområde bestemmer seg for å innføre flere budområder. Tyskland har i dag store interne flaskehals i nettet sitt som i dag håndteres gjennom mothandel. I 2022 brukte tyske systemoperatører fire milliarder euro på mothandel (BDEW 2023). En mer effektiv måte å håndtere dette på vil være å dele opp landet i flere budområder slik som vi har i Norge.

Dette vil i så fall få store konsekvenser for de tyske prisene. I en fersk analyse er det simulert hva prisvirkningene vil bli dersom Tyskland deles opp i to budområder, et i nord og en i sør (THEMA 2023). Effektene er illustrert i figuren nedenfor.



Figur 12-9 Effekt på priser dersom Tyskland går fra en til to budområder (THEMA 2023)

Referansecasen viser forventninger til de tyske prisene uten flere budområder. De andre linjene viser prisvirkningene i sør- og nord-Tyskland ved en oppsplitting i to budområder.

Den nord-tyske prisen blir lavest fordi det er her det er bygget ut mye ny, fornybar energi som i dag er innelåst. En lavere pris i Tyskland vil medvirke til at prisene også i Norge vil bli lavere, direkte som følge av overføringsforbindelsene til Nord-Tyskland og mer indirekte gjennom prisvirkningene i andre land hvor vi har en forbindelse til.

Scenarioene og disse ytterligere eksemplene på hva som kan skje rundt oss, som har betydning for prisvirkningene i Norge, viser at usikkerheten om fremtidig utvikling av strømmarkedet er svært stor. At utfallsrommet er stort og utydelig, innebærer at det er krevende å forstå de fulle konsekvensene av tiltak som gjennomføres.

Det understreker at det er viktig å teste robustheten av alle tiltak opp mot et stort utfallsrom før de settes i verk. Det gjelder særlig tiltak som er vanskelig å endre og justere i etterkant.

12.3 Betydningen av overføringskapasitet

Det har vært mye diskusjon knyttet til betydningen av overføringskapasitet de siste årene. For å forstå den direkte konsekvensen av ulike nivå av utvekslingskapasitet har utvalget bedt SINTEF gjøre analyser for å se på prisvirkninger, forsyningssikkerhet og utnyttelse av våre fornybare ressurser i tråd med utvalgets mandat.

De kvantitative vurderingene tar utgangspunkt i det første scenarioet (Harmoni) for 2021 og 2040. Analysene er ikke utformet for å studere en realistisk utvikling av kraftsystemet med og uten ulike forbindelser i denne perioden. Tvert om er analysene spesifisert for å illustrere prisdannelsen i et kraftsystem som i 2021 og et kraftsystem som i 2040 dersom de aktuelle mellomlandsforbindelsene 'plutselig' forsvant. Hensikten med denne utformingen er å rendyrke de direkte prisvirkningene, uten å modellere hvilke følge-virkninger dette kunne få. Det er laget slike hypotetiske vurderinger av prisvirkninger med øydrift og ved å kutte likestrømsforbindelsene (HVDC) sammenlignet med å beholde utvekslingskapasiteten. Dette er ikke ment å reflektere realistiske valg på kort sikt:

- I eksempelet med øydrift peker vi på konsekvensene av å kutte all krafthandel rundt oss. Da skjer prisdannelsen uten noen form for direkte påvirkning av det europeiske kraftmarkedet.

Det innebærer at været, og da særlig tilsiget til vannkraftproduksjonen, har desto større betydning, og må håndteres uten mulighet for utveksling til andre områder. Når det ikke er utveksling med utlandet bestemmes prisen for kraft i Norge i stor grad av hvordan forbruket endres med prisen og sannsynligheten for at reaksjonen blir for liten, og av sannsynlighet for flom, i tillegg til pris på annen produksjon enn vannkraft. En endret gjennomsnittlig kraftbalanse i Norge vil derfor få stor virkning på prisnivået. Det innebærer at prisvirkningene er svært følsomme for endringer i magasindisponeringen.

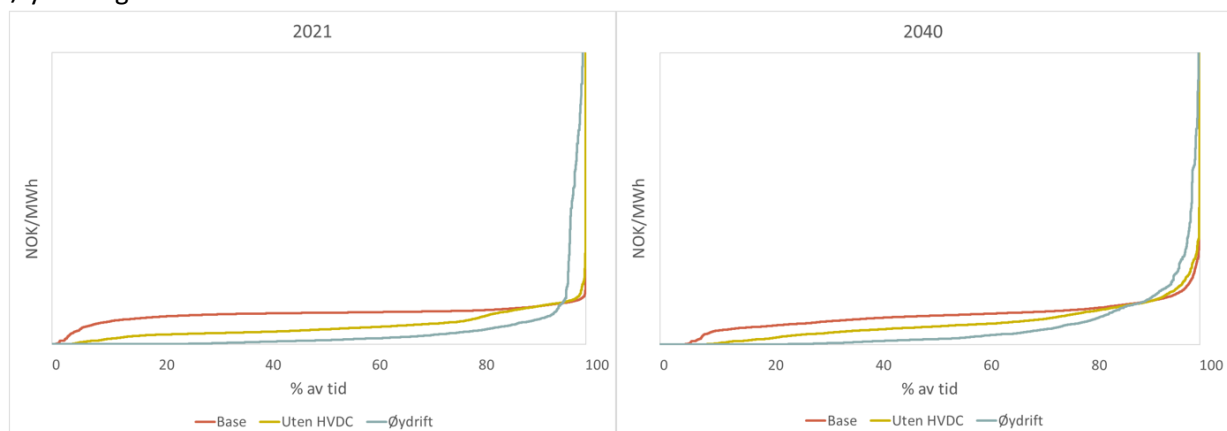
- I eksempelet med likestrømsforbindelser peker vi på konsekvensene av å kutte all krafthandel over sjøkablene til Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Forbindelsene til Sverige og Finland opprettholdes.

I tillegg er det for hvert av eksemplene vurdert konsekvensene av endringer i kraftbalansen og betydningen av et endret europeisk kraftprisnivå for kraftprisene på Østlandet i 2021 og 2040.

Det er viktig å understreke at framskrivningen for produksjon og forbruk som simuleringene baserer seg på (før en forutsetter øydrift eller kutting av HVDC) er laget under forutsetning av at det er full utveksling mellom Norge og våre naboland. Det betyr at utviklingen av produksjon og forbruk fra 2021 til 2040 skjer med dette som en viktig rammebetingelse. Når vi da ser på konsekvensene av øydrift og av å kutte HVDC-kablene, så ser vi virkningene av å utføre endringen i det pågjeldende året dvs. i 2021 og i 2040. Dette understreker at kurvene nedenfor reflekterer en hypotetisk situasjon for å illustrer hva mellomlandsforbindelser gjør med prisdannelsen i et kortsiktig perspektiv.

Hvis vi tenker oss at vi i dag bestemmer oss for å kutte alle HVDC-kablene i 2040, så ville forutsetningene for investorer på produksjons- og forbrukssiden endre seg sammenlignet med det som ligger til grunn i framskrivningen. Kraftbalansen og sammensetningen av produksjons- og forbrukssiden ville da se annerledes ut i 2040 (på grunn av beslutningen om å kutte). Sammenligning av resultater for 2040 med og uten likestrømsforbindelsene er dermed ikke helt realistisk, fordi en beslutning som denne vil påvirke hvordan kraftsystemet utvikler seg. Forskjellen er det vi omtaler som dynamiske virkninger, eller annenordenseffekter, og som drøftes mer generelt i kapittel 7.2. Det vi imidlertid kan lese ut av en analyse som denne, er først og fremst hvilken forskjell forbindelsene skaper og som eventuelt måtte ha blitt løst på en eller annen måte uten forbindelser. Vi får også illustrert førsteordensvirkningen (prisvirkningen isolert sett).

I det følgende viser vi varighetskurver for kraftpriser på Østlandet for de tre eksemplene Base, øydrift og HVDC-kabler.



Figur 12-10 Varighetskurver for kraftprisen på Østlandet ved ulike utvekslingskapasiteter

I varighetskurven har vi lagt alle prisene som oppnås time for time gjennom hele året i stigende rekkefølge. Den viser hvor stor andel av tiden gjennom året prisene er på ulike nivå.

Den røde linjen (Base) viser eksempelet med full utveksling. Der ser vi at det er svært få timer med nullpriser i 2021, men noen flere i 2040. At vi får flere timer med nullpriser i 2040 kommer av at det er mer uregulerbar kraft i form av sol- og vindenergi i det norske kraftsystemet og ikke minst i landene rundt oss.

Hvis vi går til den andre ytterligheten, eksempelet med øydrift, som er vist i den blågrå linjen, ser vi to endringer sammenlignet med Base. Det første er at det er lange perioder med svært lave priser og en tilhørende nedregulering av sol og vind. En nedregulering av sol og vind betyr at det er «fullt» i kraftsystemet, slik at man ikke kan nyttiggjøre seg av denne energien, den går til spille. Det andre er at kurven stiger brattere. Det betyr at man også har perioder med svært høye priser.

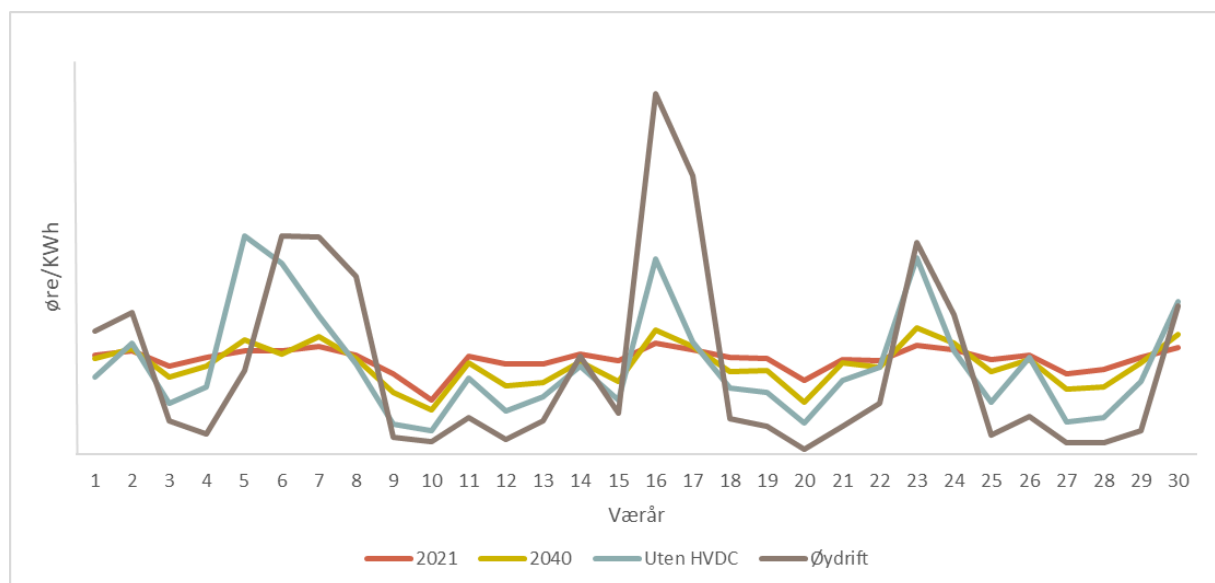
Eksempelet med å kutte HVDC-kablene (gul linje) gir et resultat som ligger mellom de to andre eksemplene.

Varighetskurvene i figuren viser at vi får lavere gjennomsnittspriser i 2021 og 2040 hvis vi kutter overføringsforbindelsene i det pågjeldende året. Men framskrivningen kan som forklart over ikke si oss noe om hvilket prisnivå vi rent faktisk ville hatt om vi utviklet kraftsystemet uten disse forbindelsene.

Hvilke prisvirkninger har vært?

For å vise hvordan prisene varierer over forskjellige værår i de forskjellige eksemplene er det gjennomført simuleringer som legger til grunn en lik gjennomsnittspris for alle tre (Base, Uten HVDC, og Øydrift) over 30 forskjellige værår. Det er gjort ved at forbruk og produksjon er tilpasset slik at prisnivået i hvert scenario er høyt nok til å utløse ny kraftproduksjon i 2040. Da legger en med andre ord til grunn at markedsprisene utløser investeringene i 2040.

Da får vi resultater som vist i figuren nedenfor. Den viser hvordan prisene varierer avhengig av værår. De 30 historiske værårene er fra perioden 1981 til 2010.



Figur 12-11 Årlig gjennomsnittspris for utvalgte case. Uten HVDC og Øydrift er begge i 2040.

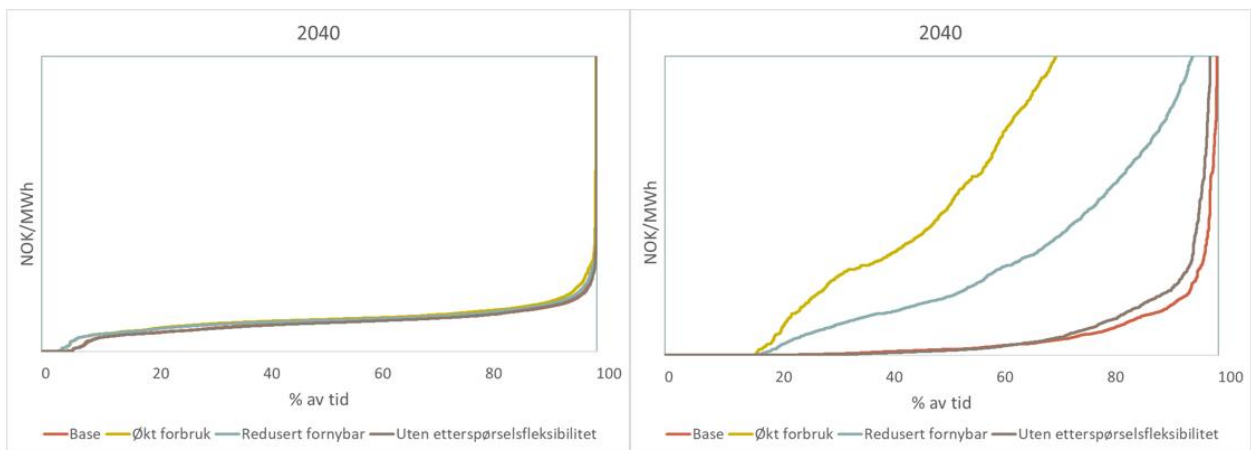
Den blå linjen viser prisvariasjonen gitt kraftbalansen i 2021 og full utveksling. De andre linjene viser prisvariasjonene som følge av værårerne i 2040 for eksemplene med Base (full utveksling), Øydrift og Kutt av HVDC-kablene.

Figuren illustrerer at jo mindre utvekslingskapasitet som er tilgjengelig, desto mer er systemet utsatt for værussikkerhet. Utslagene er naturligvis størst i eksempelet med øydrift, men også betydelig i eksempelet hvor HVDC-kablene kuttes. Det betyr at man kan få lange perioder med lave priser, men også lange perioder med svært høye priser. Prisene blir med andre ord mindre stabile og mindre forutsigbare over år dess mindre utvekslingskapasitet vi har.

Hva betyr endringer i kraftbalansen for prisene?

Vi går nå videre og ser på hva endringer i kraftbalansen betyr for prisvirkningene i de to ytterpunktene, Base og Øydrift. Simuleringen er ikke utført for HVDC-eksempelet, men resultatene ville da ha ligget mellom de to ytterpunktene. Hovedkonklusjon om at kraftbalansen betyr mer jo mindre utvekslingskapasiteten er, står seg.

I figurene under viser vi varighetskurver for prisene på Østlandet i 2040 for begge eksempler for ulike variasjoner i forbruk og etterspørsel. Det er også sett på hva variasjonen i etterspørselsfleksibilitet kan bety.



Figur 12-12 Varighetskurver for pris, til venstre ved endringer i Base og til høyre ved endringer i Øydrift

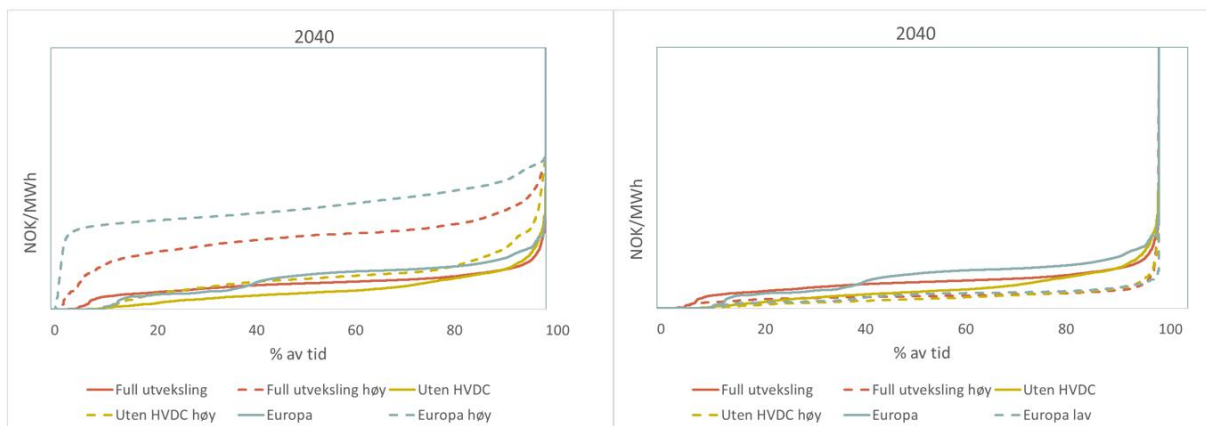
I begge eksemplene er det lagt til grunn de samme endringene i forbruk, produksjon og fleksibilitet og sammenlignet med den opprinnelige framskrivningen som er vist tidligere. Her kommer det tydelig fram at i eksempelet med full utveksling så har endringer i kraftbalansen en mindre effekt på prisdannelsen.

I øydriftseksempelet derimot, ser vi at endringer i kraftbalansen får en markant effekt for prisdannelsen. En økning i forbruket eller redusert produksjon medfører til dels svært høye priser over lengre perioder. Små endringer har en betydelig konsekvens for gjennomsnittsprisen. Ved øydrift må derfor utbygging av ny produksjon følge forbruksutviklingen tett over tid.

HVDC-eksempelet vil gi resultater mellom disse to ytterpunktene.

Hva betyr endringer i det europeiske prisnivået for de norske prisene?

Vi ser nå på hva betydningen av økte europeiske prisnivå vil ha for prisdannelsen. Da ser vi på de to eksemplene Base (full utveksling) og Kutt av HVDC-kablene. I øydriftseksempelet har vi ingen forbindelser til utlandet og prisene blir som tidligere nevnt ikke påvirket av det europeiske prisnivået.



Figur 12-13 Varighetskurver ved endret prisnivå i Europa

I figurene over ser vi på konsekvensene av et dramatisk endret prisnivå i Europa slik vi har sett de siste par årene for prisene på Østlandet i 2040 i figuren til venstre. Det europeiske prisnivået er vist med den blå linjen. Et «vanlig» europeisk prisnivå er vist med den heltrukne linjen, og et høyt europeisk prisnivå er vist med den stiplede linjen. Tilsvarende er det vist en utvikling med fallende europeiske priser i figuren til høyre.

Konsekvensene av de endringene i europeisk prisnivå er vist for Base i de røde linjene og tilsvarende er konsekvensene illustrert med de gule linjene for eksempelet med å kutte HVDC-kablene.

Det kommer klart frem at det europeiske prisnivået har betydning i begge eksempler, men med en langt større konsekvens ved full utveksling enn i å kutte HVDC-kablene. Det skjer en endring i «å kutte HVDC-kablene» fordi de europeiske prisene delvis smitter gjennom overføringsforbindelsene Sverige og Finland har med sine naboland, men effekten er ikke så sterk som når vi har redusert overføringskapasiteten såpass dramatisk som i dette eksempelet.

Et annet viktig poeng å se fra figurene er knyttet til norsk konkurranseevne. Da er vi interessert i den relative forskjellen mellom norske og europeiske priser. Der kan vi se fra figuren til venstre som viser konsekvensene av et svært høyt europeisk prisnivå, at forskjellen mellom prisene i Norge og Europa øker. Det betyr at norsk konkurranseevne sammenlignet med europeiske konkurrenter ikke nødvendigvis blir forverret av høyere europeiske priser.

Det vi trekker ut fra denne vurderingen av betydningen av overføringsforbindelser for prisdannelsen er:

- Utvekslingskapasiteten til nabolandene har betydelig effekt på prisdannelsen i Norge
- Kraftbalansen i Norge har mer betydning på prisdannelsen jo lavere utvekslingskapasiteten er
- Ved redusert utvekslingskapasitet vil prisene være svært følsomme for endringer i været

Dette gir noen implikasjoner for den videre utviklingen av kraftsystemet for prisene. Et større kraftoverskudd vil medvirke til lavere priser. Bygger vi ut mer overføringskapasitet til utlandet så vil det medføre økte priser så lenge prisene i våre naboland er høyere enn i Norge. Hvilken samlet virkning som virker sterkest, er avhengig av størrelsen på økningen i kraftoverskudd vs. overføringskapasitet.

12.4 Ny kraftproduksjon kommer ikke av seg selv

Både Energikommisjonen (NOU 2023: 3), Statnett (Statnett 2023) og Kraftløftet⁴⁸ viser til behovet for mer fornybar kraft i Norge. Vårt arbeid viser også behovet for en god kraftbalanse for å sikre konkurransedyktige og forutsigbare priser. Det er ingen automatikk i at bedriftsøkonomisk lønnsomme investeringer blir gjennomført. Avslutningsvis i dette kapitlet vil vi peke på enkelte barrierer som tilsier at det ikke kan tas for gitt at ny kraftproduksjon kommer av seg selv.

12.4.1 Kapital og finansiering

Økt kraftproduksjon er bare mulig dersom nye kraftverk kan finansieres, gjennom egenkapital og lån. For begge kapitalkilder er det avgjørende at prosjektene er lønnsomme slik at bankene og investorene vet at de får igjen pengene sine. Den viktigste rammebetingelsen for at investeringer gjennomføres er at de er lønnsomme, både bedriftsøkonomisk og også samfunnsøkonomisk.

Investeringer i ny kraftproduksjon krever mye kapital, og det tar mange år før aktørene får igjen pengene de har investert. En investering i ny kraftproduksjon innebærer derfor betydelig økonomisk risiko. Grad av forutsigbarhet, både for inntekter, kostnader og rammebetingelser, er derfor viktig for investorers vurdering av risiko. Velfungerende fremtidsmarkeder som kan omfordele risiko er vesentlig for at aktørene kan ta de investeringsbeslutningene samfunnet er best tjent med.

12.4.2 Mer volatile markeder

Våre analyser viser at fremtidens kraftpriser er volatile, noe som øker risiko for investor, og dermed representerer en barriere mot å investere i ny kapasitet.

Et velfungerende engrosmarked er en forutsetning for å få til omleggingen til fornybar elektrisitet. Samtidig medfører prissettingen med høy fornybarandel ulike situasjoner og utfordringer for sluttbrukere og kraftprodusenter.

Høy fornybarandel vil gi større prissvingninger i markedet. Prissvingninger er en fordel for fleksibel produksjon og forbruk, og prissignalene i et system med høy fornybarandel gir dermed insentiver til investeringer nettopp i den type fleksibel produksjon, lagring og forbruk som vil være en fordel for et fornybart kraftsystem. Dette ser vi gjøres allerede nå, for eksempel foretar norske kraftprodusenter investeringer i effektkapasitet i vannkraftproduksjon. Denne typen investeringer skal levere kraft i timer med høyt prisnivå. Prissignalene i markedet bidrar på den måte til investeringer som gir økt forsyningssikkerhet og til å dempe pristoppene.

Samtidig vil en uforutsigbar pris være krevende ved investeringer i uregulerbar kraft, som markedet skal legge til rette for. Hvis prisen i markedet blir svært uforutsigbar, vil dette innebære økt risiko og lavere nåverdi i investeringsprosjekter der produksjonen ikke kan tilpasse seg prisnivået. Usikkert og variabelt prisnivå kan også øke balansekostnadene for uregulerbar kraft, som reduserer lønnsomheten ytterligere.

Hvordan produksjon, forbruk og infrastruktur utvikler seg sammen både i Norge og Europa er sentralt for hvordan konsekvensene av omleggingen blir.

12.4.3 Uforutsigbare prosesser og rammebetingelser

De som investerer i og gir lån til kraftproduksjon er stort sett profesjonelle aktører, som kraftselskap, industriselskap, banker, pensjonskasser og ulike fond. Felles for disse er at de i hovedsak forvalter

⁴⁸ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/slik-skal-trepartssamarbeidet-sikre-okt-krafttilgang-raskere/id2967860/>

andres penger – aksjonærer, innskytere, pensjonskunder eller fondskunder – og står ansvarlig overfor dem når det gjelder avkastning og ikke å tape penger.

Både långivere og selskapene som investerer har derfor utviklet kompetanse og systemer for å ta stilling til risiko i prosjektene de vurderer. Erfaringsmessig er det lettere å vurdere risiko knyttet til forhold som forholdsvis enkelt kan kvantifiseres, som utvikling i tilbud og etterspørsel, priser på innsatsfaktorer og sluttprodukter eller variasjoner i vær og vind, enn større 'systemendringer', som endringer i rammebetingelser eller utfallet av politiske prosesser.

Ved investeringstidspunktet legger aktørene derfor stor vekt på å kjenne rammebetingelsene slik at de kan beregne lønnsomheten i prosjektet. Det skaper usikkerhet og stor risiko for investorene dersom rammebetingelsene endres betydelig etter investeringsbeslutning slik at prosjektets lønnsomhet reduseres. For å gjøre det attraktivt å investere i ny kraftproduksjon er forutsigbarhet derfor viktig.

12.4.4 Usikkerhet om forbruksutviklingen

Kraftbalansen og dermed prisnivå er avhengig ikke bare av utvikling av produksjon, men også utviklingen på etterspørselssiden. Det er mange ambisjoner om økt bruk av elektrisitet både til omlegging av eksisterende energibruk, spesielt i næringslivet, og forbruk i nye næringer, som batteriproduksjon og hydrogen. Denne forbruksutviklingen er også i stor grad politisk styrt, da det krever klimapolitiske og næringspolitiske virkemidler for å gjennomføre omstillingen. Usikkerheten om antatt forbruksøkning faktisk kommer, kan være en barriere for kraftprodusenter, da dette øker usikkerhet om prisnivå og dermed lønnsomheten i fremtidig kraftproduksjon. Samtidig er antagelser om prisnivå også en forutsetning for forbrukerne. Dersom tilbudssiden vokser i et annet tempo enn etterspørselssiden, kan markedsprisene bli veldig lave eller veldig høye. Blir prisene for lave vil ikke investeringene i produksjonsanlegg være lønnsomme. Blir prisene for høye blir det dyrt å være strømkunde. Med usikkerhet om hvordan forbruk- og produksjonsutvikling blir framover, blir det også økt risiko i prosjektene på begge sider.

12.4.5 Manglende lønnsomhet i ny teknologi

En bærekraftig energiproduksjon må være lønnsom uten subsidier. Derfor er det viktig å velge kostnadseffektive teknologier. Samtidig vil det være behov for midlertidige støtteordninger for å modne ny teknologi og dermed få kostnadsreduksjoner i teknologien over tid. For å muliggjøre dette kan det være nødvendig å vurdere målrettede tiltak, som for eksempel Regjeringens støtteordning for havvind.

Frem til 2030 er det vannkraft, landbasert vind og sol som er tidsmessig og økonomisk realistisk å bygge ut, men interessekonflikter gjør at det er usikkert hvor mye som kan gjøres i praksis. På lengre sikt er det et stort potensial i offshore vind, men kostnadsnivået ser foreløpig ut til å være høyt. Interessen for kjernekraft synes å være voksende i Norge, men det er ikke mye som tyder på at det kan være realistisk de neste 10 til 20 årene. Når det europeiske energisystemet vil inneholde en betydelig andel av uregulerbar kraft fra sol og vind, vil dette gi muligheter for økt verdiskaping for Norge gjennom billig import og god utnyttelse av egenskapene ved regulerbar vannkraft.

For å sikre lave og konkurransedyktige priser på sikt, og også skjerme norske forbrukere fra de største prissvingningene, er politikk for å sikre et varig kraftoverskudd det viktigste tiltaket. Oppnåelse av sterk kraftbalanse er et langsiktig tiltak og krever en rekke politiske valg, blant annet knyttet til arealbruk, naturinngrep og eventuelt behov for støtteordninger.

Et fremtidig kraftbehov vil også kunne befinne seg i land utenfor Norge. Produksjon av fornybar energi vil dermed, i tillegg til å dekke det norske markedet, kunne bli en eksportnæring og erstatte

noe av verdiskapingen fra dagens eksport av olje og gass. En langsiktig plan bør også inneholde ambisjoner om i hvor stor grad noe av dette behovet kan dekkes fra norsk kraftproduksjon.

12.4.6 Skattlegging som påvirker investeringsbeslutninger

Skattlegging som påvirker lønnsomhet i investeringer, og forutsigbarhet for investorene om hva slags skatt som pålegges, er viktige rammebetingelser. Negativ mottagelse i kraftbransjen og hos investorer av at det ble lagt fram endringer i satsene på grunnrenteskatt, samt nytt forslag om innføring for vindkraft på land uten forutgående høring fram høsten 2022, understreker dette. Dersom det innføres særskatter på kraftproduksjon som påvirker lønnsomheten i prosjektene vil det være en barriere for nye investeringer.

I 2022 ble det også innført et nytt høyprisbidrag på inntekter fra vannkraftproduksjon, der satsen ble satt til 23 prosent av kraftpris som overstiger 70 øre per kWh. Se kapittel 6.3.2 for detaljer om høyprisbidraget. Regjeringen har i forslaget til statsbudsjett for 2024 foreslått at høyprisbidraget skal avvikles fra 1. oktober 2023. Høyprisbidraget medfører at marginalbeskatningen på inntekter i timer med høye priser blir høy. Dette påvirker spesielt incentiver til investeringer i effekt i vannkraftverkene, da dette er prosjekter som skal levere kraft i timer med høye priser. Mange planlagte vannkraftprosjekter framover er i denne kategorien.

12.4.7 Manglende vilje og evne i EU til å holde trykket på energiomstillingen oppe

EU har store ambisjoner for sin grønne omstilling. Dette er positivt for både klimaet og verdien av det norske fornybare energisystemet. Geopolitiske utfordringer som krig og konflikter, eller stort press i forsyningskjeder for teknologier og råvarer, kan derimot gjøre det ekstra utfordrende og kostbart å gjennomføre de ambisiøse planene. Vi vil i Norge bli påvirket av Europas evne til å gjennomføre den planlagte energiomstillingen, jf. scenarioene tidligere i dette kapittelet.

12.4.8 Konesjonsprosesser, arealtilgang og sosial aksept tar tid

Naturinngrepene ved energiproduksjon er ofte betydelige, og dette tilsier nesten alltid interessekonflikter. Flere regjeringsutnevnte utvalg har påpekt behovet for mer effektive konesjonsprosesser, senest Energikommisjonen NOU 2023:3. I dag tar konesjonsprosessene for utbygging av større kraftproduksjon og nett mange år. Alle større utbygginger krever grundige konsekvensutredninger av blant annet miljømessige og samfunnsmessige virkninger. Mange interesser og instanser skal høres før det eventuelt gis konesjon for den aktuelle utbyggingen, og eventuelt også om de endelige vilkårene for konesjonen. Konesjonsprosessen må videre samordnes med utbyggingskommunenes planprosess. Rettighetshavere med særlig vern så som samisk reindrift skal tas vare på innenfor internasjonale forpliktelser. Dette krever gode utredninger og grundige beslutningsprosesser fram mot en tillatelse, og at disse er legitime og kan bygge opp under aksept for de prosjektene som får konesjon. Selv med omfattende konesjonsprosesser har imidlertid den sosiale aksepten for spesielt vindkraft på land vært lav de senere årene. Innenfor denne kategorien finnes det en rekke bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter.

Et bedret samarbeid mellom lokale og nasjonale myndigheter blant annet gjennom tidligere involvering, og mellom konesjonssøkeren og de berørte rettighetshaverne, herunder samisk reindrift der det er aktuelt, synes å være en viktig nøkkel for å hindre framtidige og tidkrevende konflikter. Om mulige motsetningsforhold kan tas hensyn til, og kanskje løses tidlig i prosessen, vil det opplagt påvirke tidsbruken for konesjonsprosessen. Det kan også hende at de aktuelle utbyggingskommunene har små ressurser til å håndtere en konesjonsprosess, og at dette kan forvanske og forsinke prosessen. Ved søknad om vassdragsregulering etter vassdragsreguleringsloven har den aktuelle utbyggingskommunen krav på å få dekket kostnader til ekstra planressurs for å ivareta kommunens interesser i konesjonsprosessen. Dette kan også

innebære nødvendig samordning med kommunale planprosesser. Et mulig tiltak å vurdere for å lette konsesjonsprosessene kan være å sikre de lokale utbyggingskommunene slike ressurser i alle større konsesjonsprosesser for utbygging av produksjon eller større nett, ikke bare til vassdragsreguleringer.

Del 3: Analyser av mulige tiltak og endringer

I rapportens del 3 presenterer vi resultatet av utvalgets analyser av dagens markedsmodell opp mot forskjellige alternativer og av om lag 50 ulike tiltak som kan påvirke prisene, prisdannelsen eller strømkundenes kostnader. Inspirasjon til alternative markedsmodeller og mulige tiltak har kommet fra mandatet, innspill til utvalget, de politiske prosessene både i Europa og i Norge omkring dette, forskning, rapporter og analyser utvalget har kommet over, avisinnlegg, kommentarer i sosiale medier og i noen grad fra utvalget selv. På bakgrunn av dette satte utvalget opp en liste over alternativer og sorterte dette i tre hovedgrupper: i) tiltak som retter seg mot prisdannelsen i engrosmarkedet, ii) tiltak som sikter mot å rette opp eventuell markedssvikt i sluttbrukermarkeder, og iii) tiltak som på en eller annen måte innebærer en økonomisk overføring til strømkunder.

For tiltaksanalysene har målet vært å beskrive sannsynlige virkninger av hvert enkelt tiltak, på prisene, kraftsystemet og samfunnet, på en objektiv og nøytral måte. Vi tar generelt ikke stilling til om effektene er positive eller negative. For en og samme virkning av et tiltak, kan ulike aktører ha forskjellig syn på om virkningen er attraktiv eller ikke. Utvalget har ikke sett det som en sentral oppgave å ta stilling til det enkelte tiltak – til syvende og sist vil dette måtte bli politiske vurderinger.

Vurdering av tiltakene forutsetter kunnskap om kraftsystemet og kraftmarkedet. Rapportens del 1 er derfor et sentralt fundament for analysene i del 3, spesielt for tiltak som vedrører engrosmarkedet.

Noen få tiltak fremstår likevel som mer relevante og mindre kontroversielle enn andre i dagens situasjon. De utmerker seg typisk ved at de kan iverksettes forholdsvis raskt, har lave kostnader, både økonomisk og med tanke på forsyningssikkerhet og ressursutnyttelse, og ikke krever omfattende regulatoriske grep. På den annen side er det ingen av disse som alene eller sammen kan ha stor betydning for strømkundenes kostnader, og de kan ikke selges inn som en rask løsning på problemene som oppstod med Russlands energikrig mot Vesten. I den store sammenheng er det likevel mye som tyder på at dette kan være små skritt i riktig retning. Konkret handler dette om ulike tiltak for bedre informasjon mellom aktørene i engrosmarkedet og myndighetene, informasjon rettet til husholdninger og andre relativt små strømkunder (og da særlig om prissikring), og til sist et grep for å bidra til bedre likviditet i såkalte EPAD-kontrakter (se avsnitt 15.4.9).

Kapittel 13 forklarer metodikken utvalget har lagt til grunn for vurderingene. I kapittel 14 drøfter vi egenskaper ved dagens og alternative markedsmodeller i lys av en svært høy andel fornybar energi med lave eller ingen marginalkostnader. Forslag til tiltak for forbedring av engrosmarkedet er samlet i kapittel 15. Forslag som kan redusere eventuell markedssvikt i sluttbrukermerkene er drøftet i kapittel 16, mens problemstillinger knyttet til ulike typer strømstøtte behandles i kapittel 17.

13 Metodikk for evaluering

Målene med analysen er å se på tiltak som kan bidra til lavere, mer stabile, og konkurransedyktige priser til husholdninger, industri og næringsliv, samt sikrer investeringer i fornybar energi. Utvalget kommer ikke med klare anbefalinger, men ønsker å gi beslutningstakere og andre et grunnlag for å gjøre egne beslutninger basert på tiltakenes virkning. Vi har ulike tilnærminger. Hvordan vil tiltaket ha effekt på selve markedet? Vi vurderer tiltakenes effekt på pris, forsyningsikkerhet og investeringsadferd. Vi ser på det sosiale aspektet med fordelingsvirkninger og omfordelingen av tiltakene. Tiltakene har også et juridisk aspekt. Lar det seg gjennomføre innenfor gjeldende juridiske rammer, herunder internasjonale forpliktelser? Tiltakene som innebærer subsidier eller annen type strømstøtte vil også påvirke effektiviteten i skattesystemet og offentlige budsjetter.

Deler av analysen er basert på samfunnsøkonomisk teori. Det betyr ikke at konklusjonen alltid er et mest mulig fritt marked. Markedssvikt bør adresseres med tiltak, og det vil i mange tilfeller være en avveining mellom effektivitet i markedet og uhenksomme fordelingsvirkninger som bør adresseres med tiltak. Strømstøtte kan også samfunnsøkonomisk forsvares når omstillingskostnaden for næringslivet blir stor eller konsekvensene for husholdningene blir store. Utvalget mener at fordelingsproblemer er reelle og helt sentrale problemer, og at det ikke er tilstrekkelig å se på samfunnsøkonomisk effektivitet. Man bør også se på utviklingen i EU for hvilke tiltak som kan gjennomføres.

Vi går i analysen ikke nærmere inn på virkningene for husholdninger, næringsliv og andre kundegrupper av at de får lavere og mer stabile priser. For en nærmere beskrivelse av utfordringene for strømkunder og investeringer i nytt forbruk, som slike tiltak kan være rettet mot å avbøte, se kapittel 8 om sluttbrukermarkedet og kapittel 14.4.

Strøm er en begrenset ressurs. Så å si all ny og eksisterende kraftproduksjon har konsekvenser for naturen og ulike interessegrupper. Tiltakene må også ses i sammenheng med naturinngrep og Norges klimaforpliktelser som er diskutert i tidligere kapittel.

Tiltak som kan synes hensiktsmessige å gjennomføre, kan være i strid med gjeldende regler. Utvalget har ikke vurdert eller foreslått endringer i gjeldende regler eller forpliktelser.

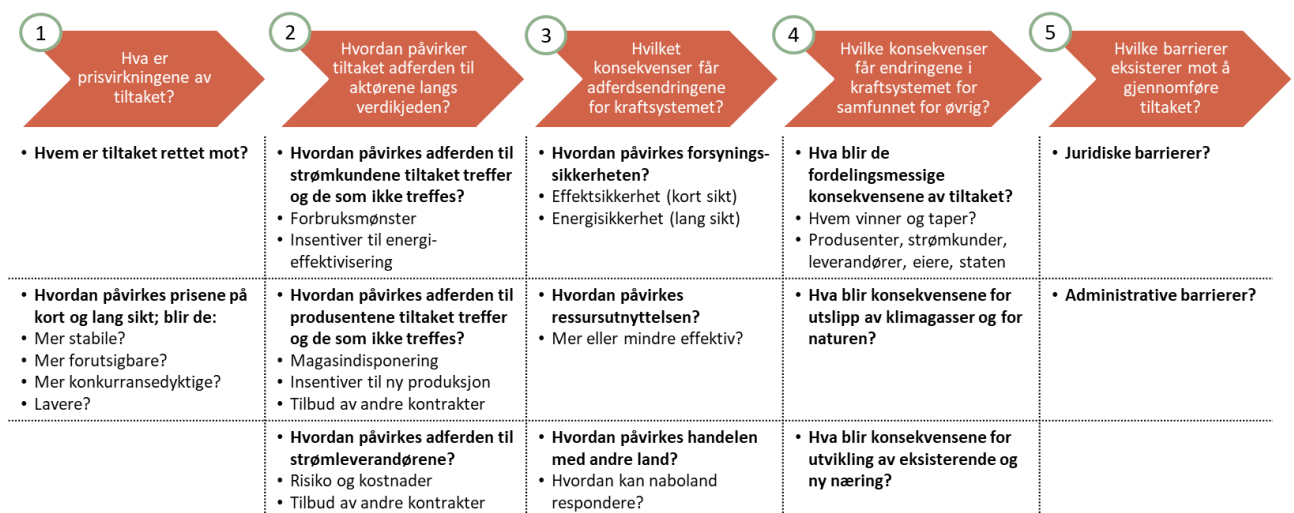
Strøm er klassifisert som en vare som er underlagt EØS-avtalens markedsregler. EØS-avtalen bestemmer imidlertid ikke med endelig virkning at strøm skal være en vare underlagt markedsreglene. Avtalepartene i EØS er innrømmet en viss skjønnsfrihet til å omklassifisere strøm til et nødvendighetsgode på linje med andre nødvendighetsgoder som ikke er underlagt markedsreglene, som vann og avløp. I et notat utarbeidet for utvalget skriver professor Erling Hjelmeng følgende om omdefinering av strøm til et gode som ikke er omfattet av markedsreglene (Hjelmeng 2023):

«Videre kan det ses hen til hvordan leveranser av andre nødvendige goder er organisert, for eksempel vann og kloakk, eller avfallssektoren. I disse sektorene er det i stor utstrekning kommunal kontroll over forsyningen, og gebyrer er politisk styrt (ut fra et prinsipp om kostnadsdekning). Et slikt grep vil imidlertid langt på vei innebære en reversering av liberaliseringen som skjedde med energiloven tidlig på 90-tallet, og vil også kunne møte andre utfordringer i EØS-retten, både av rettslig og praktisk/kommersiell art (gitt tilknytningen til det europeiske markedet gjennom utenlandskabler). Likevel vil det sannsynligvis være mulig etter EØS-avtalen å omdefinere kraft til et nødvendighetsgode og en tjeneste av allmenn økonomisk betydning, noe som i alle fall delvis vil sette markedsreglene ut av spill.»

Det følger av dette at det sannsynligvis er mulig å omdefinere strøm fra å være en vare underlagt markedsreglene i EØS-avtalen til å være et nødvendighetsgode som i mindre grad er underlagt disse reglene. En omdefinering vil for eksempel trolig kunne sette markedsaktørprinsippet ut av spill, men enkelte andre forpliktelser etter energimarkedspakkene og statsstøttereglene vil etter utvalgets forståelse sannsynligvis likevel være gjeldende. Derfor er det reelle handlingsrommet som kan skapes med et slikt grep uklart, og å identifisere det vil kreve ytterligere utredninger. Handlingsrommet for å behandle strøm som et nødvendighetsgode kan være snevrere etter fjerde energimarkedspakke (Mathisen 2023). En omdefinering av strøm til et nødvendighetsgode som i begrenset grad er underlagt markedsreglene, fremstår som et omfattende grep som ikke bare innebærer endringer i sluttbrukermarkedet og engrosmarkedet, men hvordan hele sektoren er organisert. På grunn av tids- og kapasitetshensyn har ikke utvalget vurdert nærmere hvordan dette eventuelt kan gjøres, hva det kunne bety for priser, kostnader og forsyningsikkerhet og hvilke rettslige og praktiske barrierer det ville innebære – eller om de ønskede effektene kan oppnås med alternative grep. I det følgende drøfter utvalget derfor tiltak basert på at strøm defineres som en vare som omfattes av EØS-avtalens markedsregler.

13.1 Fem spørsmål for å vurdere tiltaksvirkninger på kraftsystemet og samfunnet

I vår analyse av tiltakene stiller vi, i den grad det er hensiktsmessig for vurdering av tiltaket, ulike spørsmål for å adressere tiltakenes effekt. I dette kapitlet vil vi utdype spørsmålene som er oppsummert i figuren under.



Figur 13-1 Spørsmål for å vurdere et tiltaks virkninger på kraftsystemet og samfunnet

13.1.1 Beskrivelse av tiltaket

Mange av tiltakene som vurderes er overlappende, eller har mange av de samme mekanismene og har helt like effekter. Vi har forsøkt å gjøre en hensiktsmessig kategorisering.

Mange tiltak kan utformes på litt ulike måter. Vi har generelt forsøkt å beskrive utformingen på en slik måte at de eventuelt blir så hensiktsmessige (gitt utvalgets mandat) som mulig.

13.1.2 Hva er prisvirkningen av tiltaket?

Hvem er tiltaket rettet mot? Ulike forbrukergrupper vil ha ulik evne til å håndtere høye og ustabile priser. Effekten av et tiltak kan være forskjellig for ulike grupper. De juridiske effektene som vurderes er også forskjellige. Hvordan påvirkes prisene på kort og lang sikt? Blir de lavere, mer forutsigbare, mer konkurransedyktige? I kraftmarkedet må tilbud og etterspørsel kontinuerlig være i balanse, det er forenklet sagt den viktigste oppgaven til prisene på kort sikt.

I et vannkraftbasert system, som det norske, er prisene de neste dagene, ukene og månedene også viktige i vurderingen til produsentene. Mulighetene til å lagre vann i magasinene gir oss fordeler på kort sikt, men det må være nok vann (energi) i magasinene til å møte etterspørselen gjennom for eksempel en vinter. De kan velge om de skal produsere i dag eller i morgen eller om 2 måneder. Den muligheten har ikke vind eller solkraft produsentene. Hvordan prisene påvirkes er derfor viktig for produsentenes disponering av magasinene. De langsiktige prisene som forventes over år, er viktige investerings signaler.

For forbrukerne vil naturlig nok de kortsiktige og prisene de neste månedene være viktig for hvordan man tilpasser seg, men de langsiktige vil være aktuelle i vurdering om man skal gjøre for eksempel energieffektiviserende tiltak. Ustabile, men i gjennomsnitt lave priser kan håndteres på en annen måte enn høye og stabile, og kan bety ulike behov for investeringer for produsenter og forbrukere. Strømleverandørene og andre mellomledd mellom produsent og forbruker vil også påvirkes når det gjøres tiltak på prisen. Store deler av kraften i Norge omsettes via en kraftbørs, og både den kortsiktige og den langsiktige handelen i det finansielle markedet vil kunne påvirkes.

Konkurransedyktige priser vil være et relativt begrep, og avhengig av hva prisen er i utlandet. Det kan også være et relevant spørsmål om innlands konkurransevne mellom regioner i Norge i situasjoner hvor det er stor forskjell på prisområdene i Norge.

13.1.3 Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

I markedet er det prisen som er rasjoneringsmekanismen. Den sender et signal om knapphet ved høyere priser, og et signal om overskudd ved lave eller til og med negative priser. Negative priser oppstår når produsentenes start og stopp kostnader for å produsere er høyere enn å produsere til en negativ pris, hvor produsentene må betale for å levere strømmen inn på strømmettet. Høye stoppkostnader kan også skyldes at man får subsidier for å produsere og derfor vil fortsette produksjon på tross av prisen i spotmarkedet. Når prisen da endres, vil derfor dette påvirke adferden til alle aktører i markedet. Når prissignalet er forskjellig på grunn av innføring av tiltak må man se på hvordan adferden til forbrukerne tiltaket treffer og de som ikke treffes, påvirkes. Det påvirker også forbruksmønster og insentiver til energieffektivisering. Prisendringer på grunn av et tiltak vil også påvirke magasindisponering, insentiver til ny produksjon og tilbudet av nye kontrakter. Det er flere ledd i distribueringen av strøm. Strømleverandørene kjøper strøm og selge videre. Inngripen i dette markedet vil naturlig nok også påvirke deres markedsvilkår. Vi ser på hvordan adferden til strømleverandørene påvirkes gjennom endring i risiko og kostnader og av tilbudet av produkter.

13.1.4 Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Prissignalet er et viktig signal for hvordan man håndterer ressursene. Endrer det seg så påvirkes forsyningssikkerheten, effektsikkerheten på kort sikt, og energisikkerheten på lenger sikt. Tiltak i dagens marked kan påvirke ressursutnyttelsen både i positiv og negative retning. Vi er en del av et europeisk kraftmarked. Endres pris i Norge vil det også kunne påvirke handelen med andre land. Det kan også gi endringer på hvordan våre naboland agerer, også politisk.

13.1.5 Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Tiltak i kraftsystemet har konsekvenser for samfunnet som helhet. Endrer man prisen gjennom direkte reguleringer eller overføringer blir det fordelingsmessige konsekvensene av tiltaket. Hvem vinner og hvem taper, produsenter, forbrukere, leverandører, staten eller eiere?

Energiforbruk generelt står for store klimagassutslipp. Endring i strømprisen vil kunne påvirke forbrukernes forbruk og valg av energikilde. Prisene påvirker eksisterende og ny næring, det gjelder

både produsenter og forbrukere av strøm. Utbygging av ny produksjon krever at areal- og naturhensyn må tas, og vi har også internasjonale klimaforpliktelser å ta hensyn til.

Alle typer overføringer vil påvirke effektiviteten i økonomien, og videre også ha påvirkning på effektiviteten i skattesystemet.

13.1.6 Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Energimarkedet er gjennomregulert både ved nasjonal lovgivning og internasjonalt ved EUs regelverk, og tiltakene som gjennomgås må vurderes i forhold til dette regelverket. De juridiske rammene vil heller ikke være absolutte, dels i den forstand at de selvsagt kan være gjenstand for endring etter endrede politiske vurderinger, dels ved at reglene er gjenstand for tolkning og utvikling i praksis, og at det finnes en rekke unntak fra i utgangspunktet begrensede hovedregler. Det må også tas i betraktning at de juridiske rammene for energisektoren er under endring i EU, og dette kan også få betydning ikke bare for Norges handlingsrom, men eventuelt også om det er behov for at Norge svarer på tiltak innført i EU.

Det ligger utenfor rammene for utvalget å gi en fullstendig gjennomgang av alle mulige rettslige konsekvenser av ulike tiltak. Omtalen av mulige juridiske rammer er begrenset til å nevne noen sentrale EØS-rettslige problemstillinger som må vurderes nærmere for de aktuelle tiltakene det gjelder.

Administrative barrierer betyr at tiltakene kan ha økonomiske og praktiske konsekvenser både for det offentlige, kraftprodusenter og -leverandører og sluttbrukere. Tiltak som krever offentlig støtte, vil måtte prioriteres opp mot andre formål. I en slik vurdering er vi ikke bare interessert i hvorvidt tiltak vil gi utgifter for staten, men også hvilke nyttevirkinger og kostnader tiltakene har for samfunnet som helhet. Det bør også vurderes om de samme formål kan oppnås på en mindre kostnadskrevende måte. Utvalgets vurderinger skal bidra til et godt beslutningsgrunnlag ved å systematisere og synliggjøre virkningene av ulike tiltak.

Administrative barrierer er ikke absolutte, men kan i mange tilfeller likevel være til hinder for å gjennomføre et tiltak. Praktiske eksempler er at den administrative kostnaden ved et tiltak blir høy, eller er vanskelig å gjennomføre. Dette innebærer også et tidsperspektiv, noen løsninger vil kreve tid for å bli gjennomført.

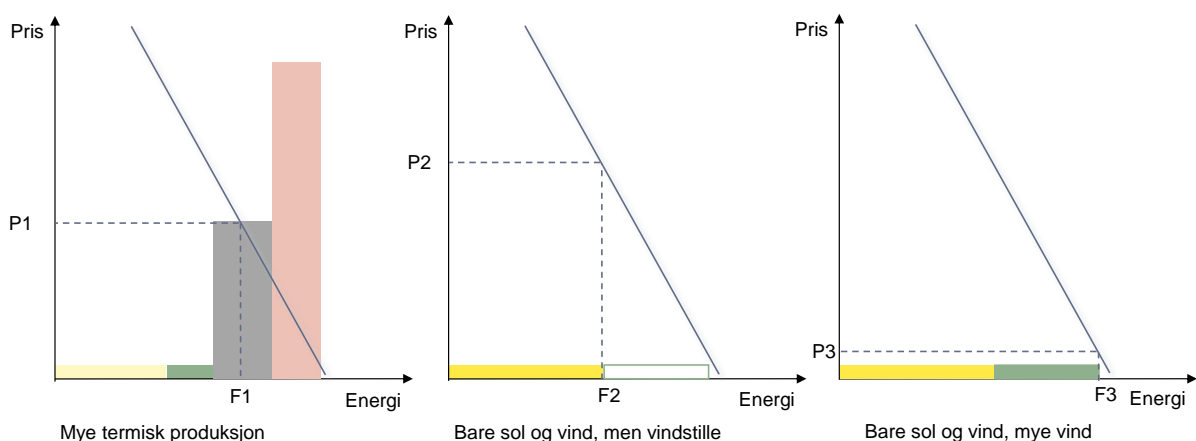
14 Modell for prisfastsettelse når fornybarandelen blir svært høy

Kraftmarkedet skal sørge for at produksjon og forbruk går opp både på kort og lang sikt. Den kortsiktige oppgaven løses gjennom at markedet danner prissignaler som reflekterer den underliggende tilgangen på og behovet for kraft time for time. Aktørene tilpasser seg ressursituasjonen når de leverer kjøps- og salgsbud avhengig av pris. Den langsiktige oppgaven løses når både produsenter og forbrukere tar beslutninger om nye investeringer basert på sine forventninger til prisene på lang sikt.

14.1 Hva skjer når fornybarandelen øker

Med uregulerbar kraftproduksjon der innsatsfaktoren som produserer kraften ikke har noen alternativ verdi, som solkraft og vindkraft, vil produsentene time for time produsere kraft så lenge prisen de oppnår er over null. De kan ikke lagre innsatsfaktoren for å bruke den senere når verdien er høyere. Med dagens prissettingsmekanisme – marginalpris – vil det lønne seg for aktørene å tilby sol- og vindkraft så lenge prisen er høyere enn null.⁴⁹ En vindkraftprodusent som bare vil selge dersom prisen i en konkret time er høy, risikerer å ikke få solgt produksjonen og går dermed glipp av inntekt hvis spotprisen ender rett under produsentens bud.

I Europa i dag er det i stor grad fossil kraftproduksjon, og prisen settes av den marginale produksjonskostnaden til gass- og kullkraftproduksjon, som består av både prisen på fossilt brensel og CO₂-kvoter. Når produksjon i større grad blir sol- og vindkraft, vil ikke disse teknologiene sette prisen dersom produksjonen tilbys for salg så lenge prisen er over null. Med dagens mekanisme blir det da forbruket som setter prisen, som vist i den svært stiliserte skissen under. Til venstre er det en kraftig forenklet illustrasjon av dagens situasjon i Europa, der etterspørselen er gitt ved den fallende kurven. Markedsprisen blir bestemt av kostnadene i det grå kraftverket, fordi det er der etterspørselskurven møter tilbudskurven gitt av marginalkostnadene ved ulike kraftverk.



Figur 14-1 Skisser av kraftmarked med ulik tilbudsside

I den midterste figuren har vi et kraftsystem som utelukkende består av solenergi og vindkraft, men avbildet i en situasjon det er helt vindstille. Siden etterspørselen til den lave prisen som solenergien

⁴⁹ Dersom produsentene har kostnader til for eksempel vedlikehold som avhenger av den faktiske produksjonen vil produksjonen bli tilbudt til noe over null. Hvis de har kostnader med å justere produksjonen ned, kan produsentene fra tid til annen også være villige til å betale for å produsere. Dersom det samlede forbruket er lavere enn tilbudet fra produsenter som er villig til å betale for å slippe og stenge ned produksjonen, vil resultatet bli negative priser. Dersom støttemekanismer for å sikre investeringer er utformet slik at utbetalt støtte er avhengig av hvor mye som produseres, uavhengig av pris, kan produsentene være villig til å betale nesten hele støttebeløpet for å produsere.

tilbys for (gitt ved høyden på den gule 'stolpen') er vesentlig større enn tilbudet. Den stiplede loddrette streken angir hvor mye sol som er tilgjengelig. Resultatet blir en pris lik P_2 , og forbruket blir F_2 . I praksis betyr dette at det er etterspørselen og betalingsvilligheten ved et gitt volum kraft tilgjengelig som nå setter prisen. Dette er i kontrast til figuren til venstre, der det er et priskryss mellom produksjonskostnad og etterspørsel som setter prisen og volumet som selges. Om vi hadde hatt et gasskraftverk eller noe annet som reserve, for eksempel det røde kraftverket i figuren til venstre, ville vi likevel ikke fått høyere pris en P_2 , ettersom marginalkostnaden ved reservekraftverket er enda høyere. Hadde vi også hatt det grå kraftverket tilgjengelig i det midterste eksempelet ville prisen ha blitt P_1 – men da hadde vi ikke lenger hatt et kraftsystem hvor alle kraftverk har marginalkostnad (nær) null.

Figuren til høyre viser samme etterspørsel som den midterste, men her er det ikke lenger vindstille. Også i denne skissen er etterspørselen ved den lave marginalkostnaden større enn tilbudet. Men fordi det blåser, kan vi ha et vesentlig høyere forbruk (F_3) og lavere pris (P_3). For å gjøre figuren enklest mulig, er etterspørselen tegnet som den samme i alle tre situasjoner. De to situasjonene i midten og til høyre viser hvordan etterspørselssiden i dette (stiliserte) kraftmarkedet må tilpasse seg produksjonen, mens i figuren til venstre er det i større grad produksjonen som tilpasses forbruket.

Skissene setter konsekvensene av svært høy andel produksjon med lave eller ingen marginalkostnader på spissen. Så langt har kraftsystemet basert på fossil kraftproduksjon i Europa og regulerbar vannkraft i Norge gjort at i både det europeiske og norske markedet har produksjonen i stor grad blitt tilpasset forbruksnivået. Med større innslag av uregulerbar kraft vil forbruket i større grad måtte tilpasses produksjonen.

Skissene ovenfor er illustrasjoner. Noe av det som vil måtte skje når en stadig større andel av produksjonen blir uregulerbar, og kostnadene ved å beholde eldre kraftverk basert på gass eller kull i reserve stiger, er at markedsaktørene utvikler sin egen fleksibilitet, for eksempel til bedre styring av varmeproduksjon i bygg eller utvikling av industrielle prosesser som egner seg godt til å justere egen produksjon i takt med energitilgangen.

Forbrukerne får signaler om dette gjennom prisene, og får incentiver til å bruke mindre kraft når prisene er høye, og mer når prisene er lave. Forbruk som tilpasses prisnivået vil også bidra til å jevne ut prisene. Som beskrevet tidligere i 12.1 kan forbruk til grønn hydrogenproduksjon i større grad sette i prisene i det europeiske markedet. Andre kilder til fleksibilitet i kraftmarkedet kan for eksempel bli batterier, pumpekraft, produksjon av varme til varmelager, eller produksjon av andre gasser enn hydrogen.

Investeringer i kraftproduksjon vil være avhengig av et prisnivå som gir lønnsomhet i prosjektet over tid, og er derfor avhengig av aktørenes langsiktige prisforventninger og deres vilje og evne til å bære økonomisk risiko. Det er ikke gitt at prisforventningene ikke er tilstrekkelige til å sikre 'nok' investeringer på tilbudssiden. Men det er heller ikke gitt at aktørenes forventninger og risikovilje er tilstrekkelig til å sikre en kraftbalanse som er politisk ønskelig og som balanser hensynet til konkurransedyktige priser og hensynet til vern av natur og andre interesser. I Sverige har Svenska kraftnät laget en rapport som drøfter om det er behov for kapasitetsmarked eller lignende (Svenska kraftnät 2023). Statnett har varslet at de kommer med en rapport om fremtidig markedsdesign høsten 2023.

14.2 Er det noe bedre alternativ til dagens prissettingsmodell?

Dagens prissettingsmodell i engrosmarkedet er bygget opp og konstruert for at de enkelte aktørenes beslutninger om produksjon og forbruk går opp (balanserer) simultant, jf. kapittel 5.5, 6.1.1 og 6.6.

Her vurderes tre ulike alternative modeller for prisfastsettelse: en todeling av engrosmarkedet etter ulike teknologigrupper, pay-as-bid-modellen, og den norske modellen før energiloven av 1990. Prisfastsettelsen i Norge påvirker handelen med andre land. Eventuelle endringer vil derfor kreve en prosess med landene rundt oss, som også har interesser som skal ivaretas. Vår analyse fokuserer på de alternative modellenes økonomiske egenskaper.

I forbindelse med kraftmarkedsreformen i Europa har enkelte land fremmet forslag om å endre på prissettingsmekanismen i engrosmarkedet. Forslagene til alternative engrosmarkedsmodeller var da motivert av å oppnå lavere sluttbrukerpriser, gjennom å begrense inntektene til de produsentene som fikk høy fortjeneste med systemet med marginalprising, og omfordele disse verdiene til sluttbrukere i form av lavere strømmregninger. Forslagene ble imidlertid ikke fulgt opp av EU-kommisjonen i EUs markedsreform, der EU vil velge å beholde dagens marginalprisingsmodell. I utvalgets vurderinger tas det forbehold om at de alternative forslagene som foreligger kun er skisser og ikke fullstendig utviklede konsept.

14.2.1 Todeling av engrosmarkedet

De greske myndighetene foreslo i 2022 en modell der markedet deles mellom regulerbar og ikke-regulerbar kraft. Ulike uregulerbare teknologier får inntekter basert på produksjonskostnad, slik at deres inntekter blir lavere enn i dagens modell. Regulerbar kraft har større behov for prissignaler slik at produksjon kan justeres etter etterspørsel, og denne teknologigruppen får derfor inntekter basert på marginal prissetting akkurat som i dagens system. Forbrukerne betaler et gjennomsnitt av en regulert pris (for uregulerbar kraft) og marginalpris (for regulerbar kraft). Sluttbrukerprisen blir derfor lavere enn i dagens system. Slik kan det greske forslaget forstås som et forsøk på å lage en form for grunnrenteskatt (der uregulerbar produksjon kun skal få den inntekten de 'trenger') i kombinasjon med et forsøk på å dele grunnrenten ut til forbrukerne via en regulert gjennomsnittspris. Utvalget har mottatt flere innspill som i likhet med den greske modellen foreslår en oppdeling av engrosmarkedet mellom ulike teknologigrupper for å oppnå lavere sluttbrukerpriser (Golombek 2023, Roland Consulting 2023).

Den greske modellen har noen likhetstrekk med den norske grunnrenteskatten for vannkraft, men det er også forskjeller. Mens den greske modellen vil kategorisere forskjellige kraftverk etter teknologigruppe, er det norske skattesystemet i større grad utformet for individuell behandling av det enkelte vannkraftverk. I Norge vil for eksempel vannkraftverk med lav reguleringssevne generelt få lavere inntekter enn kraftverk med høy reguleringssevne, selv om kraftverkene tilhører samme teknologigruppe. Grunnrenteskatten for vannkraft behandler både inntektsforskjeller knyttet til blant annet reguleringssevne og kostnader for det enkelte kraftverk individuelt. En vesentlig forskjell er at vi i dagens engrosmarkedsmodell ikke har noen innebygd fordelingsmekanisme tilsvarende det som er foreslått av Hellas. Strømstøtten i kombinasjon med grunnrenteskatten er imidlertid et eksempel på en fordelingsmekanisme som kan oppnå det samme resultatet som den greske modellen gjør, uten at engrosmarkedsmodellen endres. Da vil det også være større politisk handlingsrom for å målrette støtte mot ulike kundegrupper, enn med den greske modellen som vil støtte alle kunder uavhengig av kundegruppe og relativt til forbruk.

Vellykket gjennomføring av den greske modellen kan i beste fall gi de samme engrosprisene for regulerbar kraft som en ville fått med dagens system, og et overskudd fra uregulerbar kraft som i prinsippet kan tilsvare provenyet fra en grunnrenteskatt. For å se dette, må vi først skille mellom pris til produsentene og pris til strømkundene. Aktører med uregulerbar produksjon får en pris basert på anslåtte produksjonskostnader som er uavhengig av forholdene i markedet, mens de som har regulerbar produksjon får en pris bestemt ved skjæringspunktet mellom tilbudskurven og etterspørselskurven i likhet med i dagens marginalprisingsmodell. Vi kan ta utgangspunkt i skissen

ovenfor til venstre Figur 14-1. Dersom vi tar de uregulerbare teknologiene (solenergi og vindkraft) ut fra tilbudskurven, må vi også anta at disse dekker en del av etterspørselen. For å finne den etterspørselen som gjenstår, og som i stedet må dekkes av regulerbare teknologier, kan vi flytte den loddrette akse mot høyre, helt bort til det grå kraftverket. Da har vi fjernet like mye tilbud og etterspørsel fra det 'resterende' engrosmarkedet, og engrosprisen som de regulerbare kraftverkene får blir P1.

Spørsmålet er så om forbruket, som stilles overfor en lavere pris enn P1 i sluttbrukermarkedet (ettersom den lavere prisen for uregulerbar kraft trekker sluttbrukernes gjennomsnittspris ned), 'bare' blir F1, eller om forbruket blir høyere. På kort sikt er det temmelig sikkert at mange forbrukere ikke vil eller kan tilpasse forbruket. For disse kundene er etterspørselskurven i realiteten en loddrett linje. Men den totale etterspørselen i Norge er ikke en loddrett linje, jf. Figur 6-2, ikke en gang på kort sikt. Resultatet kan da være at etterspørselen øker slik at vi med henvisning til Figur 14-1 også må aktivere det røde kraftverket. Da har vi i så fall fått en situasjon der vi bruker mer kraft enn det er betalingsvilje for, som resulterer i et samfunnsøkonomisk tap. Derfor vil den greske modellen føre til mindre effektiv ressursutnyttelse og et lavere samfunnsøkonomisk overskudd enn det dagens modell gjør – med andre ord vil de verdiene som er tilgjengelige for omfordeling bli mindre enn med dagens system.

Ser vi lenger frem i tid, er det flere som har mulighet til å reagere på prissignalene og etterspørselskurven blir mer elastisk. Årsaken er at når en likevel skal foreta investeringer, for eksempel bygge en bolig, et kontorbygg eller en fabrikk, vil mange ta hensyn til erfarte eller ventede endringer i strømprisene når de må velge om de vil utnytte ny og mer energieffektiv teknologi. Når bygget først er ferdigstilt, skal det vesentlig mer til for å oppgradere til ny teknologi. Stilt overfor en strømpris som er lavere enn samfunnets marginalkostnad for kraft, vil strømkundene ha lavere insentiv til å gjøre investeringer som kunne dempet deres energikostnader (som energi-effektivisering, eller egne solceller på taket). Da kan den greske modellen gi lignende effekter for forsyningssikkerheten, kraftsystemet og for samfunnet for øvrig som en permanent strømstøtte- eller maksprisordning ville gitt (se kapittel 17).

Dersom etterspørselen blir høyere enn tilgjengelig produksjon over tid, vil ikke markedet lengre klare oppgaven med å skape likevekt mellom produksjon og forbruk. Det skaper en situasjon som før eller siden vil kreve mer direkte styring av markedet der kraften fordeles etter et annet prinsipp enn betalingsvilje, for eksempel med kvoter eller en annen form for rasjonering. Eventuelt kan den regulerte prisen for uregulerbar kraftproduksjon heves, slik at sluttbrukerprisen øker og forbrukerne får et sterkere signal til å reagere på knapphet. Da nærmer vi oss imidlertid en modell som ligner dagens modell.

Slik det greske forslaget fremstår, er det videre uklart hvordan modellen vil virke dersom engrosprisen i korte eller lange perioder blir liggende under totalkostnadene for uregulert produksjon. Det vil da ikke være noe overskudd å fordele, men et underskudd som staten må dekke.

På sikt vil en gjennomsnittspris til strømkundene trolig også øke usikkerheten knyttet til investeringer på tilbudssiden, som påpekt av blant annet Golombek (2023). Dersom den regulerte prisen for uregulerbar produksjon ikke dekker de samlede kostnadene, er det ikke grunn til å tro at noen vil opprettholde kapasiteten over tid.

Det greske forslaget svarer heller ikke ut alle spørsmål om hvordan modellen ville påvirket mellomlandshandel med kraft. En risiko er at lavere engrosmarkedspriser i landet der modellen gjennomføres vil føre til at tilknyttede naboland ønsker å importere mer fra det landet som nå har blitt et lavprisområde. Denne dynamikken har vi for eksempel sett som resultat av det midlertidige

inngrepet Portugal og Spania gjennomførte for å subsidiere sine sluttbrukerpriser gjennom engrosmarkedet under energikrisen. Det førte til økt krafteksport fra Spania til Frankrike, slik at den spanske staten i praksis også subsidierte franske forbrukere (se kapittel 11). I en engrosmarkedsmodell inspirert av den greske er det imidlertid mulig at dette kan omgås ved å skille mellom nasjonale sluttbrukerpriser og den prisen kraft eksporteres for (Golombek, 2023). Dersom den greske modellen hadde blitt innført på europeisk nivå, kunne dette skapt risiko for at Norge hadde blitt et område med relativt lite konkurransedyktige priser. Grunnen til dette er at Norge har en høy andel regulerbar kraft i sin nasjonale kraftmiks i forhold til mange andre europeiske land, slik at gjennomsnittsprisen som tilbys norske sluttbrukere kunne blitt høyere i Norge enn i land som har en større andel kraftproduksjon i den uregulerbare kategorien.

14.2.2 Pay-as-bid

En annen modell som av og til blir diskutert er at produsentene ikke skal få betalt etter marginalprisprinsippet, men i henhold til egne bud i for eksempel spotmarkedet. I auksjonslitteraturen omtales dagens prinsipp som pay-as-clear, mens alternativet ofte kalles pay-as-bid. Et essensielt særtrekk ved kraftmarkedet, er at flere av de ulike delmarkedene i engrosmarkedet har daglige auksjoner. De samme rutinene følges hver dag. Hvis man da vet at i) hvis jeg tilbyr produksjonen min billig nok, så får jeg solgt den, og ii) jeg får bare betalt så mye som mitt eget bud, uavhengig om mitt bud er lavest eller det høyeste som ble akseptert, vil den beste strategien være å gjette hva prisen blir i det høyeste aksepterte budet, og eventuelt by noe under det. Da vil prisene i beste fall være tilnærmet like som i dagens system. Med pay-as-clear-modellen i dagens system er det ingenting å tjene på å by taktisk på denne måten – tvert imot vil det å tilby produksjonen til marginalkost maksimere produsentens inntekter. Siden ingen klarer å gjette riktig pris hver dag, og dermed by 'perfekt', vil man med pay-as-bid oppleve at fra tid til annen vil produsenter med lave kostnader levere bud med priser over det som er nødvendig for å skape likevekt. Disse vil da ikke produsere, og i stedet vil dyrere kraftverk måtte tas i bruk. I verste fall fører dette til at ressursbruken blir mindre effektiv og at prisene ender opp med å bli høyere enn i dagens system. Dette er nok den viktigste årsaken til at pay-as-bid er lite utbredt i kraftmarkedene i verden.

14.2.3 Før energiloven av 1990

Noen har også tatt til orde for å gå tilbake til løsninger som kan minne om situasjonen før dereguleringen, for eksempel slik at staten selv, eller et fåtall offentlig eide selskaper, får ansvar for drift og planlegging av kraftverk i et avgrenset geografisk område. Det er ikke åpenbart at de totale kostnadene eller prisnivået blir lavere i et slikt system, men det kan bli lettere å redusere prisvariasjonen overfor strømkundene. Strømkundenes tilgang på langsiktige avtaler vil avhenge av politikken.

Den kanskje viktigste endringen fra tiden før reformen av kraftmarkedet, er at den økonomiske risikoen ved investeringer ble plassert hos den som tok investeringsbeslutningen. Tidligere hadde lokale og regionale selskap monopol og frihet til å fastsette den strømprisen de måtte ha for å få regnskapet til å gå i balanse. Ettersom prisene da skulle reflektere de totale kostnadene, inkludert avskrivninger på kraftverkene, kunne de ikke samtidig reflektere den løpende ressurstilgangen. I praksis utviklet det seg derfor en toprioritet, der industri med egne kraftverk og utenlandske kjøpere kunne kjøpe norsk kraft billig dersom vi hadde god ressurstilgang et år, mens norske strømkunder for øvrig stod overfor en vesentlig høyere pris. Utenlandske kjøpere ble stilt overfor en pris som faktisk reflekterte den kortsiktige ressurstilgangen, mens norske strømkunder måtte betale en pris som reflekterte de totale kostnadene i kraftsystemet.

Når vi fremover kommer til å få en stadig økende andel uregulerbar kraftproduksjon i kraftmiksen, både i Norge og i våre naboland, blir det viktigere enn før at vi i større grad klarer å få etterspørselen

til å tilpasse seg tilbudet. Vi blir da avhengig av at svært mange strømkunder hver for seg er i stand til å tilpasse forbruket til ressurstilgangen. Selv om mye av denne tilpasningen kan (og skal) automatiseres, trenger vi både styringssignaler som strømkundene eller deres installasjoner kan reagere på, og mulighet for lønnsomhet i aktiv styring av forbruket. Det er vanskelig å se at dette skal kunne koordineres i praksis uten priser som varierer.

14.2.4 Konklusjon

Dagens system gjør at det settes en pris for all strømproduksjon i et område, selv om kraften kan være produsert ved en rekke ulike teknologier med ulik produksjonskostnad. Denne prisen reflekterer den totale ressurstilgangen og den samlede etterspørselen. Systemet kombinerer hensynet til forsyningssikkerhet med god ressursutnyttelse. På den måten bidrar det til at total-kostnadene ved kraftforsyningen blir lavere enn de ville vært med alternative løsninger. Dette er en styrke i forhold de alternative modellene utvalget har vurdert. Utfordringen er at behovet for omfordeling kan bli større. Da vil det være mindre risikabelt og mer å fordele når man tar utgangspunkt i dagens modell, og løfter mål om omfordeling ut av oppsettet for engrosmarkedet og heller behandler det som en separat overføring mellom stat og sluttbruker. I tillegg øker kompleksiteten i markedet når mer kraftproduksjon blir uregulerbar og også til en viss grad uforutsigbar. Produksjonsnivå kan endre seg på svært kort tid og dette skal balanseres ut med fleksibelt forbruk og lagringsløsninger som skal reagere raskt for å få balanse mellom energitilgang og forbruk. Dagens markedsorganisering tillater også desentraliserte beslutninger. Dersom en sentral aktør skulle tatt alle nødvendige beslutninger – om hvem som kan produsere og hvem som ønsker å forbruke, hvor mye og når – måtte denne aktøren være i stand til å kontinuerlig håndtere en enorm informasjonsmengde. De administrative utfordringene ville vært formidable, og disse utgjør også en kostnad for samfunnet. På bakgrunn av disse vurderingene mener utvalget at dagens system basert på marginalprising i engrosmarkedet fremstår som det beste alternativet når markedet skal håndtere energi-omleggingen og fornybarandelen øker.

14.3 Hva må til for at systemet blir tilpasset høy fornybarandel

Å legge til rette for et elektrisitetssystem i Europa basert på fornybare kilder er en stor overgang som krever implementering av en rekke løsninger som skal bidra til et velfungerende marked. Mye forbruk er i dag ikke fleksibelt, nytt forbruk som kan basere seg på lave priser (som grønn hydrogenproduksjon) er ikke oppskalert ennå, og det kreves teknologiutvikling og investeringer for å realisere disse løsningene. Kraftsystemet og markedet er nå helt i starten av en overgangsperiode der denne utviklingen skal skje.

I tillegg til teknologiske løsninger er den konkrete utformingen av kraftmarkedet (markedsdesign) helt sentralt. I Norge og Norden har vi allerede et marked som løser mange av koordineringsoppgavene det skal løse, men også her kreves det endringer. Det europeiske spotmarkedet blir om noen år endret slik at prisene fastsettes for 15 minutter om gangen, mot en time i dag. Endringen er nødvendig for at systemoperatørene i transmisjonsnettet skal kunne planlegge den løpende driften så godt som mulig. Som forklart i kapittel 5 og 6 er denne planleggingen kritisk viktig for å opprettholde en høy forsyningssikkerhet.

Både for systemoperatørene, produsentene, strømkundene og strømlleverandørene ligger det omfattende oppgaver foran. Den nødvendige koordineringen mellom produksjon og forbruk som faktisk kan styres uten voldsomme kostnader stiller betydelige krav til teknologi og løsninger for kommunikasjon og automatisering. Noe av dette finnes – som mulighet for at en tjenesteleverandør styrer ladingen av elbiler innenfor rammer satt av kunden – men mye må utvikles.

Med en stadig økende fornybarandel, er det altså grunn til å vente seg en periode med større variasjon og mindre forutsigbarhet i kraftprisene enn vi har vært vant til de siste tiårene. Økende usikkerhet har to motstridende virkninger på etterspørsel etter prissikring, både fra forbrukssiden og fra produksjonssiden. Den første virkningen er triviell – behovet for og nytteverdien av prissikring blir større, jo større risikoen er. Den andre virkningen er mer komplisert, men utgangspunktet er at en må være forberedt på at kostnaden for prissikring også stiger, jf. kapittel 6.7. Som et konkret eksempel kan vi se på marginkrav ved clearing (se kapittel 6.1.4) – de øker med økende usikkerhet og det blir dyrere å delta i markeder for prissikring. Dette tilsier at tilbudet av prissikring tenderer til å falle med økende usikkerhet. Økende etterspørsel og fallende tilbud av prissikring er ingen heldig kombinasjon, og dette er derfor et tema myndighetene må følge nøye med på fremover. Aktuelle virkemidler kan være blant tiltakene som drøftes i kapittel 16 og 17, foruten 15.4.9.

14.4 Virkninger for forbrukerne i omleggingen til høy fornybarandel

Engrosmarkedet skal gjennom en omstillingsperiode der forventningen er et gjennomsnittlig høyere prisnivå. Med den eksisterende modellen for prissetting vil dette medføre at inntektene til kraftprodusenter med lave produksjonskostnader vil øke, samtidig som forbrukerne står overfor høyere strømkostnader, jf. også beskrivelsen av påvirkningen på bedrifters konkurransevne i scenario-gjennomgangen ovenfor. Norge har tradisjon for å adressere høye inntekter i kraftsektoren med grunnrentebeskatning. Dersom man skulle ønske å omfordele inntektene fra produsentene til forbrukerne ut over bruk av grunnrenteskatten, vil handlingsrommet være begrenset av felles-europeiske markeds- og statsstøtteregler, jf. beskrivelse i kapittel 16. Blant EU-landene har problemstillingen rundt omfordeling vært et sentralt tema i diskusjonen om den pågående kraftmarkedsreformen, uten at man har kommet til enighet om hvordan dette skal løses uten å skape ulike konkurransevilkår i det indre markedet.

Ikke bare høyere prisnivå, men også mer volatile priser påvirker forbrukere av strøm. Fleksibelt forbruk vil lønne seg i et system med større prisvariasjon. Ufleksibelt forbruk vil få økt risiko og økte kostnader. Store deler av forbruket i dag må anses å være relativt ufleksibelt, både hos husholdninger og næringsliv. Som beskrevet i kapittel 8 er strøm et nødvendighetsgode for husholdningene, og også for mye av forbruket i næringslivet. Forbruk i næringslivet kan også være grunnleggende ufleksibelt som følge av produksjonsmønstre. Mye av norsk industri i dag består nettopp av næringer med ufleksibelt forbruk, både innen kraftkrevende industri og andre næringer der strøm er en innsatsfaktor. For denne typen næringsvirksomhet vil prissvingninger bli kostnadsdrivende. Ikke minst industrien, men også husholdninger og næringsaktører med store bygningsareal bør i sin planlegging fremover ta hensyn til at det å kunne justere forbruket i tid vil bli verdifullt.

Tilgang på muligheter til prissikring vil bli viktigere framover, som tiltak for å dempe uforutsigbarhet og omfordele risiko til de som har lavest kostnad ved å bære prisrisiko. Prissikringsavtaler vil imidlertid også prise inn risikoen i fremtidsmarkedene som følge av mer variabelt prisnivå. Prissikring gir ikke lavere priser, og dersom fremtidsprisene øker som følge av økt usikkerhet, kan prissvingninger øke prisen på prissikring hos kundene.

15 Tiltak rettet mot engrosmarkedet

Gjennom de siste par årene har det kommet mange forslag til tiltak for å redusere prisnivået, sørge for stabile og forutsigbare priser, samt sikre at vi har konkurransedyktige priser overfor utlandet.

I dette kapittelet vurderer vi forskjellige tiltak som kan rettes mot engrosmarkedet som kan ha påvirkning på prisdannelsen. Tiltakene som er rettet mot engrosmarkedet har konsekvenser for alle forbrukergrupper.

Vi vurderer tiltakene i tråd med den fremgangsmåten som er beskrevet i kapittel 13. Det innebærer at vi har sett på:

- **Hvordan kan tiltaket utformes helt konkret?**
- **Hva er prisvirkningene av tiltaket?**
- **Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?**
- **Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?**
- **Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?**
- **Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket**

Vi har også valgt å vurdere effekten av flere av tiltakene på kort og lang sikt. Konsekvensene av tiltaket på kort sikt tilsvarer at det innføres som et krisetiltak som har en midlertidig varighet. Innføres tiltaket permanent er det viktig å også se på de langsiktige virkningene.

For å sikre en mest mulig robust vurdering av effektene av tiltakene, har vi vurdert om tiltakene er mer eller mindre hensiktsmessige avhengig av hvordan kraftsystemet utvikler seg der det har vært naturlig. For å gjøre det har vi benyttet scenarioene som er beskrevet i kapittel 12.2.

Vi har valgt å samle tiltakene i noen hovedgrupper, der hvor tiltakene i hovedsak vil ha samme konsekvenser. Hovedgruppene er som følger:

- Tiltak som reduserer bruken av utvekslingskapasiteten med utlandet
 - Sesongbasert utvekslingskapasitet, struping av eksportkapasiteten ved lav fyllingsgrad, overstyring av flyten basert på prisen, tiltak som permanent endrer overføringskapasiteten til utlandet, eget budområde for utveksling
- Tiltak som direkte griper inn i magasindisponeringen
 - Absolutte magasinrestriksjoner, smarte magasinrestriksjoner: LRV som funksjon av pris- og miljøkostnader, krav til magasinutfylling med kvoter, avgift på produksjonen når magasinutfyllingen er lav
- Tiltak som er rettet mot pris i engrosmarkedet
 - Energiopsjoner for forbruk og produksjon, effekt og energigarantiordning – energiopsjon uten utløserfunksjon, toppris: innenlands og kraftutveksling, regel om en andel omsettes utenfor spot på andre kontrakter, Norgespris – en pris for forbruk over hele landet, makspris, stimulere til likviditet i terminmarkedet, Overføringskapasitet (innenlands) utover det samfunnsøkonomiske lønnsomme
- Tiltak som bedrer informasjonen i markedet slik at aktørene tar bedre beslutninger
 - Skjerpet fokus på forsyningsikkerhet i manøvreringsreglementet for magasin, bedre beskrivelse av volatilitet i offentlige prisprognoser, bedre kunnskap om priselastisitet, informasjon fra aktører til TSO og RME, offentlig informasjon om myndighetenes og Statnetts vurderinger, offentlig informasjon om aktørenes tilpasning ved svært høye priser

En viktig lærdom av vurderingene som er gjort, er at tiltak i de tre første hovedgruppene som påvirker engrosmarkedet direkte bør utredes grundig før man eventuelt velger å gå videre med å gjennomføre tiltakene. Det er flere grunner til det:

- Sammenhengene i kraftsystemet er mange og kompliserte, og aktørene fatter beslutninger under usikkerhet som beskrevet i rapportens del 1. Det gjør det vanskelig å vurdere alle førsteordens effekter av tiltakene selv bare sett ut fra dagens situasjon.
- I tillegg er det slik at annenordens effektene over tid tenderer til å «spise opp» førsteordens effektene. Eksempelvis vil et tiltak som gir lavere priser gjøre det mer gunstig å etablere ny aktivitet som øker etterspørselen og prisene. Disse dynamiske effektene er ytterligere beskrevet i rapportens del 1.
- Vurderingene vanskeliggjøres ytterligere av at energisystemene er i stor omstilling og usikkerheten om vårt eget lands utvikling knyttet til kraftbalansen, og ikke minst utviklingen i våre nabolands produksjonsmiks og etterspørselsmønstre, er svært stor fremover som beskrevet del 2.
- Og endelig er det slik at endringer i kraftsystemet berører hele samfunnet og potensielt får store konsekvenser for mange aktører, som vi smertelig har erfart under energikrisen den siste tiden.

I det følgende er disse kompliserte sammenhengene, mulige konsekvenser og usikkerheter beskrevet og vurdert så langt det har vært mulig innenfor rammene til utvalget.

15.1 Tiltak som reduserer bruken av utvekslingskapasiteten med utlandet

I energidebatten har det blitt foreslått en rekke tiltak⁵⁰ for å redusere bruken av utvekslingskapasiteten mot utlandet. Formålet med disse forslagene har i hovedsak vært å begrense prispåvirkningen fra andre land, og dermed gi lavere kraftpriser til forbrukere i Norge.

Redusert utveksling kan enten innebære at man reduserer bruken av forbindelsene i begge retninger, det vil si både eksport og import, eller at man kun reduserer eksporten. En reduksjon av eksporten innebærer at kraften i større grad enn ellers forbeholdes det norske markedet. Det reduserer importbehovet tilsvarende, men importkapasiteten opprettholdes. Dersom Norge ensidig reduserer eksporten, medfører det en risiko for at motpartene på de aktuelle kabelforbindelsene innfører lignende restriksjoner, slik at handelen i praksis blir begrenset i begge retninger. Hvorvidt restriksjonene gjelder en eller begge veier, har betydning for konsekvensene av tiltaket.

Omfanget av begrensningene vil blant annet avhenge av hvilke forbindelser som omfattes, for eksempel alle, kun sjøkabler, eller kun til enkelte land, og hvor mye utvekslingen blir redusert på de aktuelle forbindelsene og hvor lenge restriksjonene varer.

Vi belyser ikke effektene av å kutte sjøkabler eller alle forbindelser til utlandet i dette kapitlet, det belyses i kapittel 12.3.

15.1.1 Potensielle alternative utforminger

En reduksjon av kraftutvekslingen kan gjøres på mange måter. I det følgende gis en kort beskrivelse av ulike tenkelige tiltak for å redusere eksporten av kraft fra Norge. Deretter ser vi på prisvirkningen av de ulike tiltakene.

Hvert av tiltakene er vurdert som krisetiltak eller som permanent tiltak:

⁵⁰ Utvalget har mottatt vurderinger av dette fra blant annet Rune Valle (inkludert SKM Market Predictor AS og Elkem ASA), Fornybar Norge, Hafslund Eco, Statkraft med flere.

- Settes tiltaket inn som *et krisetiltak*, innebærer det at tiltaket settes inn «over natten» uten at aktørene i kraftsystemet er varslet på forhånd. Etter at krisen er over, bortfaller tiltaket. Da vurderer vi virkningene i kriseperiode alene.
- Settes tiltaket inn som et *permanent tiltak etter faste kriterier (årstid, magasinutfylling, ...)*, innebærer det at aktørene på forhånd er klar over at tiltaket skal innføres for en periode og hvilke betingelser som utløser tiltaket. Det tilsvarer at man vet at «krisetiltaket» kommer hvert år.
- Settes tiltaket inn som et *permanent tiltak for hele året*, så innebærer det at vi reduserer utvekslingskapasiteten med utlandet i årene fremover jf. kapittel 12, men er også kort omtalt i dette kapittelet.

I det følgende vurderer vi sesongbasert utvekslingskapasitet, å strupe eksportkapasiteten ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene og å strupe utvekslingskapasiteten ved høye priser. Deretter går vi gjennom tiltak som permanent endrer overføringskapasiteten til utlandet og endelig eget budområde rundt ilandføringspunktene for utenlandsforbindelsene.

Sesongjustert utvekslingskapasitet

Overføringskapasiteten til utlandet kan reduseres i en bestemt tidsperiode i løpet av året. Det er om vinteren både forbruket og prisene normalt er høyest i Norge og det er naturlig å tenke seg at tiltaket omfatter denne perioden. En praktisk utforming av tiltaket kan være et pålegg til Statnett som eier av og konsesjonær for utenlandskablene om å redusere overføringskapasiteten til utlandet for den aktuelle vintersesongen.

Ved innføring av tiltaket må en ta stilling til hvor mye utvekslingskapasiteten skal reduseres, hvorvidt det skal gjelde overføring over en, flere eller alle forbindelser og nøyaktig hvilken tidsperiode tiltaket gjelder for.

Strupe eksportkapasitet ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene

Å strupe eksportkapasiteten ved lav fyllingsgrad i vannmagasinene innebærer å redusere kapasiteten på overføringsforbindelsene gitt et bestemt nivå på fyllingsgraden i vannmagasinene. Hensikten er å styrke forsyningssikkerheten, men vi er i det følgende mest opptatt av å forstå prisvirkningene av tiltaket.

Ved innføring av tiltaket må det tas stilling til hvilken magasinutfyllingsgrad som utløser tiltaket og hvor lenge tiltaket skal vare, det vil si når magasinutfyllingen er tilstrekkelig for at tiltaket skal oppheves. Videre må det avklares om regelen skal gjelde for hele landet, eller tilpasses hvert enkelt budområde. Et ytterligere spørsmål er om alle vannmagasiner skal være omfattet eller for eksempel kun flerårsmagasiner eller magasiner over en bestemt størrelse.

Strupe utvekslingskapasiteten ved høye priser

Tiltaket innebærer å redusere flyten over overføringsforbindelsene når prisene overstiger et bestemt nivå.

Også her er det mange forhold som det må tas stilling ved innføring av tiltaket. For det første må det bestemmes hvilket prisnivå som utløser tiltaket, og hvorvidt det er prisene i et eller flere budområder som er utslagsgivende. I det ligger det også å vurdere hvor lenge prisene skal ha vært på et bestemt nivå, skal det være siste døgn, uke, eller måned som legges til grunn? Videre må det vurderes hvor mye utvekslingskapasiteten skal reduseres, som ved sesongjustert utvekslingskapasitet.

15.1.2 Hva er virkningene på priser og forsyningssikkerhet av disse tiltakene?

Samlet sett vurderer vi virkningene av redusert utvekslingskapasitet til å gi lavere priser i normalår. I våte år øker faren for spill av vann og flom.

I tørre år er vi avhengig av import. Tiltakene kan da føre til høyere priser og større mulighet for at forsyningssikkerheten blir utfordret hvis nabolandene innfører tilsvarende restriksjoner. Hvordan nabolandene reagerer er et åpent spørsmål. Erfaringsmessig er Norges naboland opptatt av man behandler hverandre med gjensidighet og at eventuelle ensidige begrensninger er forholdsmessige ved at negative virkninger på naboland minimeres og naboland innrømmes samme muligheter.⁵¹ RME påpeker ellers at redusert handelskapasitet av andre årsaker enn hensynet til systemdriften (det vil i all hovedsak si stabiliteten i kraftnettet) vil være i strid med hovedregelen i EØS-avtalen, relevant energiregelverk og handelsavtalen med Storbritannia (RME 2022). Se også kapittel 15.3 for en nærmere vurdering av de rettslige rammene.

Hvor store effektene er, er avhengig av hvor store restriksjonene på eksport og import blir. Jo større reduksjon i utvekslingskapasiteten, desto større blir alle ovennevnte effekter. Det er også slik at krisetiltak har mindre effekter enn permanente tiltak. Et avgjørende punkt for å forstå virkning på priser og forsyningssikkerhet er hvordan tiltaket påvirker handelsmønsteret.

Vi har i dag et kraftoverskudd i normalår. I en situasjon hvor vi har et kraftunderskudd vil vi være mer sårbare i et tørrår for svært høye priser og i verste fall få en utfordrende situasjon for forsyningssikkerheten hvis motparten også innfører tilsvarende restriksjoner rettet mot oss.

Virkinger på pris og forsyningssikkerhet ved innføring av tiltakene som «krisetiltak»

La oss anta at tiltaket blir innført «over natten», det vil si at ordningen innføres uten forhåndsvarsel og ikke er ment som en varig ordning som går over flere år. Da vil vannkraftprodusentene ikke ha muligheter til å endre sin magasindisponering før tiltaket settes ut i livet.

Vannkraftprodusentenes magasinfullingsgrad ved innføringen av tiltaket vil være avhengig av om det har vært et tørt, normalt eller vått år og øvrige markedsforhold. Uavhengig av hvilken magasinfullingsgrad produsentene har, så vil det etter at tiltaket er gjennomført være mindre muligheter for å handle med utlandet.

- I *et normalt år* kan vi legge til grunn at det er tilstrekkelig magasinfulling til å dekke innenlandsk forbruk i sesongen. Ettersom handelsmulighetene er mindre, vil prissmitten fra landene rundt oss være mindre. I dagens situasjon hvor gasskraft på kontinentet i svært mange timer setter prisen på vinteren, vil prissmitten fra redusert eksport medføre lavere priser.
- I *et vått år* vil magasinfullingen være høyere enn normalt. Prisene i Norge vil i utgangspunktet være lave, selv om prisene i utlandet er høyere. Forbindelsene fra Norge til utlandet vil da i større grad utnyttes til eksport. En begrensning på eksporten innebærer da en risiko for spill av vann og i verste fall økt fare for flom (og enda lavere priser i Norge).

⁵¹ Høsten 2021 endret Statnett praksis for å beregne utvekslingskapasitet med Sverige, ved at man ikke lenger tok hensyn til såkalt systemvern på norsk side. Systemvern er innstillinger i nettet som bidrar til økt handelskapasitet i nettet samtidig som de medfører en viss risiko i driften av nettet. Ettersom svenskens tilnærming til kapasitetsberegning ikke åpnet for samme driftsrisiko som Statnett tok høyde for, mente Statnett dette ga en skjevhet som begrenset Norges importmuligheter mer enn eksportmulighetene. Senere bedret samarbeidet seg. Svenska Kraftnät gjorde mer for å optimalisere kraftflyten. Et tett operasjonelt samarbeid mellom de to systemoperatørene bedre kapasiteten mellom landene betydelig og mot slutten av 2022 gikk Statnett tilbake til tidligere praksis med å ta hensyn til systemvern (Statnett 2021, Statnett 2022).

- Hvis tiltaket blir innført over natten *i et tørrår* blir prisvirkningene annerledes. Tørrår innebærer at magasinfillingen antageligvis er lavere enn normalt, når tiltaket annonseres. Vi kan da se for oss to alternative situasjoner, avhengig av om prisene i utlandet er lavere eller høyere enn i Norge:
 - Dersom prisene i utlandet er høyest, vil utgangspunktet være at Norge eksporterer før restriksjonen blir innført. Tiltaket vil da isolert sett bidra til redusert eksport og lavere pris i Norge.
 - Hvis prisene i utlandet er relativt lave, vil utgangspunktet derimot være at Norge importerer. Eksportrestriksjoner vil da ikke alene gjøre noe med prisen i Norge – det er ikke noe eksport å begrense.
 - I tørrår har vi generelt stor nytte av å importere kraft fra våre naboland. Spørsmålet er imidlertid om prisene i naboland er enda høyere eller lavere enn i Norge, og hvordan naboland reagerer på ensidige restriksjoner fra norsk side. Dersom begrensninger i utvekslingskapasiteten også gir redusert import fra utlandet, medfører tiltaket større knapphet og dermed høyere priser. Manglende importmulighet kan da utfordre forsynings sikkerheten og i verste fall føre til rasjonering.

Hvis ønsket er å redusere prisene, er det altså først og fremst i et normalt år man kan være tryggest på at eksportrestriksjoner medfører lavere priser enn vi ellers ville hatt i Norge. I tørre år, hvor magasinfillingen er lavere enn normalt, er vi avhengig av at andre land ikke utløser mottiltak slik at importen blir begrenset, for at prisene skal bli lavere. Utløses importrestriksjoner kan prisene bli høyere og forsynings sikkerheten svakere enn uten restriksjonene. I våte år har prissmitten langt mindre å si, og en innføring av et tiltak medfører sløsing med ressurser og økt fare for flom.

Denne vurderingen gjelder i dagens situasjon. Så er spørsmålet om konsekvensene av å redusere utvekslingskapasiteten til andre land vil være annerledes hvis vi ser på scenarioene som ble utarbeidet i kapittel 12.2. I to av scenarioene legger vi til grunn at vi har et såpass stort kraftunderskudd at vi har høyere priser enn utlandet over året. Da har vi nettoimport, og en eksportrestriksjon vil ikke alene gi prisvirkninger. Hvis motparten derimot innfører en importrestriksjon så vil en importkapasitet medvirke til høyere priser i Norge.

Virkinger på pris og forsynings sikkerhet ved innføring av tiltakene som permanente

La oss så se på virkningene hvis et av tiltakene blir innført permanent, og med klare betingelser for når tiltaket blir utløst. Det gir en situasjon hvor vannkraftprodusentene er klar over at overføringskapasiteten enten blir, eller kan bli, redusert og kan tilpasse magasinindisponeringen deretter.

Vannkraftprodusentene vurderer og justerer løpende verdien av å produsere i dag, eller verdien av å produsere senere, jf. kapittel 7. I disse vurderingene ser vannkraftprodusentene på utviklingen i gass- og CO₂-priser, utvekslingskapasitet, magasinfilling og hvor mye snø det er i fjellet. I tillegg vurderer de hva etterspørselen kan bli. Hvis produsentene på forhånd vet at det innføres eksportbegrensninger, så vil de ta dette med i betraktningen når de vurderer verdien av å utsette produksjon fremfor å produsere 'nå'. Det innebærer at magasinene disponeres annerledes og produksjonen skjer på et annet tidspunkt enn uten tiltak.

Vi ser her først på «*sesongbasert utvekslingskapasitet*».

I denne situasjonen vet vannkraftprodusentene at utvekslingskapasiteten blir redusert i en bestemt periode hvert år. Det gjelder uansett hvilket tilsig vi har hatt gjennom året. Vi tenker oss at eksportbegrensningen blir satt som en restriksjon som reduserer eksportkapasiteten på overføringsforbindelsene for alle timer i perioden. Det kan for eksempel innebære at en kapasitet på 1000 MW

begge veier blir redusert til 800 MW for eksport, mens importkapasiteten i utgangspunktet blir opprettholdt.

Hvis eksportkapasiteten settes litt ned gjennom hele vintersesongen, så vil vannkraftprodusentene «miste» en del av eksporten i høyprisperiodene. Det innebærer at forventet verdi av å lagre vann til vinteren går ned og dermed at vinterprisene blir lavere. Det er imidlertid ikke sikkert at nettoeksporten vil reduseres kun i perioden eksportbegrensningen gjelder for. Det avhenger av handelsmønsteret mellom landene ettersom det handles i ulike kvantum til ulike tider. Det kan tenkes at vannkraftprodusentene i stedet øker produksjonen på andre tidspunkter i sesongen, for eksempel i timer hvor vi ellers ville ha importert, men til lavere priser enn de ellers ville oppnådd. Dermed er det ikke sikkert at forsyningssikkerheten styrkes ettersom magasinene kan tenkes redusert like mye som uten tiltaket.

Men det kan hende at vannkraftproduksjonen blir lavere på vinteren enn uten begrensningen. I så fall blir produksjonen høyere i en annen periode av året, før og/eller etter at restriksjonen er opphevet. I så fall vil man eksportere mer i noen flere timer der man tidligere importerte til relativt høye priser, noe som gir lavere priser fordi den norske vannverdien da må reduseres for å sikre at kraftflyten går ut av landet.

Samlet sett vil uansett eksportrestriksjonen derfor innebære en lavere gjennomsnittspris over året.

Men hva skjer hvis det også blir innført en importbegrensning i samme periode? Isolert sett vil en redusert importmulighet føre til økt pris. Så lenge det er tilstrekkelig magasinbefylling vil trolig nettoeffekten vinterprisene fortsatt bli noe lavere. Er vi i et tørrår, kan reduserte importmuligheter medføre knapphet og høyere priser og i verste fall bli dramatiske for forsyningssikkerheten.

I ovennevnte vurdering har vi lagt til grunn at Norge har et kraftoverskudd i normalår. I to av scenarioene i kapittel 12 har vi lagt til grunn at vi har et kraftunderskudd. Hvordan vil det endre virkningene av tiltaket? Har vi et kraftunderskudd, er vi i mer avhengig av import. Effektene av tiltaket vil bli som over, men vi vil være i enda mer utsatt situasjon hvis motpartene innfører importrestriksjoner, særlig i tørrår.

Tiltaket «å styre eksportkapasiteten ved lav fyllingsgrad i magasinene», vil ha tilsvarende effekt.

Vannkraftprodusentene vil nå vite at det er en risiko for at eksportkapasiteten kan bli redusert hvis fyllingsgraden i magasinene blir for lav.

Vi ser for oss en situasjon gjennom høsten hvor magasinbefyllingen ser ut til å nærme seg det nivået som utløser en eksportbegrensning. Da øker sannsynligheten for at vinterprisene blir lavere. Vannkraftprodusentene får da insentiv til å produsere mer på høsten hvilket vil medføre lavere priser på høsten. Det øker altså sannsynligheten for at eksportbegrensningen blir utløst, stikk imot hensikten som er å styrke forsyningssikkerheten. I vintersesongen og utover året vil imidlertid prisvirkningene trolig tilsvare de som er redegjort for under sesongbasert utvekslingskapasitet.

Ved å gjennomføre dette tiltaket innføres ytterligere en usikkerhet i aktørens vanddisponering. Det kan tenkes at det gir noen vannkraftprodusentene et svakere insentiv til å eksportere tidlig. Det vil i så fall redusere virkningen som er omtalt foran, men det er uklart om, og i så fall, hvor stor effekt dette kan ha.

Tiltaket «å styre utvekslingskapasiteten ved høye priser» vil har tilsvarende, men også noen andre effekter.

Det er mange faktorer som bestemmer prisene, de viktigste faktorene er vår egen kraftbalanse, overføringskapasiteten og hva prisen er i utlandet. Vår egen kraftbalanse er på kort sikt avhengig av hvilket tilsig vi har, det vil si om vi er i et tørt, normalt eller vått år. I alle disse tilsigssituasjoner kan den utenlandske prisen tenkes å være så høy at det utløser eksport- og importbegrensninger ved innføring av tiltaket.

Vannkraftprodusentene følger utviklingen i utlandet nøye og vil legge det inn i sine beregninger. På samme vis som i forrige tiltak, vil de vite at eksportkapasiteten kan bli begrenset hvis prisene blir tilstrekkelig høye. Hvis vannkraftprodusentene gjennom høsten ser at vinterprisene blir så høye at de utløser eksportbegrensningen slik at vannverdien reduseres frem i tid, vil de produsere mer på høsten enn de ellers ville gjort. Det gir lavere priser på høsten. Det øker også sannsynligheten for at tiltaket blir utløst ettersom vannmagasinene har en lavere fyllingsgrad enn ellers ved inngangen til vinteren.

I vintersesongen og utover vil prisvirkningene imidlertid trolig tilsvare de som er redegjort for under sesongbasert utvekslingskapasitet.

Dersom det uansett ikke er utsikter til eksport fordi det er tørrår, kan effekten bli mindre. Normalt vil det være høyest priser i tørrår, og da kan det som tidligere nevnt, bli en utfordring med både høyere priser og i verste fall for forsyningssikkerheten hvis motparten innfører tilsvarende restriksjoner rettet mot oss.

I kapittel 12 har vi belyst at kraftsystemene rundt oss er i stor endring. Det kan derfor også oppstå perioder med høye priser på andre tidspunkter enn tidligere, også i normale og våte år. Da øker faren for flom og spill av vann om det blir innført eksportbegrensninger.

15.1.3 Hvilke effekter får tiltakene for andre deler av kraftsystemet?

Med lavere gjennomsnittspriser svekkes insentivene til å investere i ny kraftproduksjon. Det medfører også at forbrukere får svakere insentiver til å investere i energieffektivisering.

Handelen med andre land påvirkes. Ved en midlertidig reduksjon vil det bli en tidsforskyvning av eksporten, mindre i perioden som er omfattet av en redusert utvekslingskapasitet og mer i andre deler av året. Avhengig av forholdet mellom kraftpris ute og kraftpris i Norge kan den samlede nettoeksporten over året bli om lag uendret, men produsentene vil trolig få en noe lavere eksportverdi, og vannkraftens verdi som tilbyder av fleksibilitet svekkes når det blir eksportert mindre.

Ved å begrense eksporten, reduseres også muligheten for kortsiktig kraftutveksling som gjøres for å jevne ut variasjoner i vind og effekttopper. Norge har ofte høy import og eksport samtidig (Statnett 2022), typisk med import fra Storbritannia og eksport til Tyskland og Danmark parallelt. Det har liten påvirkning på fyllingsgraden i Norge, men gir en samlet sett god ressursutnyttelse og store handelsinntekter.

Analysen til Menon/AFRY peker på at konsekvensene av en permanent eksportbegrensning⁵² påvirker de samfunnsøkonomiske indikatorene i kraftmarkedet. Virkningene av disse midlertidige tiltakene vil være tilsvarende, men være mindre i størrelsesorden: Produsentoverskuddet blir mindre, konsumentoverskuddet blir større og flaskehalsinntektene blir mindre. Dersom tiltaket

⁵² Merk at det i denne analysen ble lagt til grunn at importkapasiteten ble urørt. Hvis naboland innfører tilsvarende restriksjoner mot Norge, vil det medføre at priseffekten blir svakere fordi vi går glipp av billig import fra Europa med høy produksjon av sol- og vindkraft i perioder med lite tilsig i Norge. Samlet sett får vi noe lavere forventet pris, men trolig litt økte flomtap og litt mer rasjonering.

innebærer en midlertidig eksportbegrensning i en del av året, vil deler av effekten fra en eksportbegrensning trolig bli utlignet av endringer i vannkraftprodusentenes magasindisponering over året. De samlede fordelingsmessige konsekvensene er derfor mer usikre, men trolig vil produsentene tape noe, og forbrukerne komme noe bedre ut. Når produsentene får mindre inntekter, betyr det også at eierne av vannkraftselskapene får mindre utbytte og staten og kommuner får færre inntekter.

Lavere priser og svakere insentiver fører til mindre utbygging av fornybar energi. De lavere prisene kan imidlertid bety at Norge får mer konkurransedyktige priser og at flere ønsker å lokalisere seg her, eller utvide eksisterende virksomhet. Det vil i så fall medvirke til økt etterspørsel og høyere priser. Det er derfor vanskelig å si noe om hvilke konsekvenser tiltaket får for naturinngrep og klimagassutslipp, det avhenger av hvilken tidsperiode man legger til grunn.

Som ved krisetiltak medfører eksportrestriksjoner risiko for mottiltak fra landene rundt oss. Slike mottiltak kan påvirke forsynings sikkerheten, og gi høyere priser og mer anstrengt situasjon i tørrår.

Tiltak som permanent endrer overføringskapasiteten til utlandet

I årene som kommer vil vi stå overfor nye beslutninger om å redusere eller øke utvekslingskapasiteten til utlandet. Om noen år vil avtalen om noen av overføringsforbindelsene til Danmark utløpe, og det reiser spørsmål om de skal fornyes eller ei. Det er også besluttet fra norske myndigheters side å legge til rette for områder som kan muliggjøre en utbygging av 30 GW havvind innen 2040. En slik utbygging vil tilføre det norske kraftsystemet omtrent like mye ny kraft som vi produserer i et normalår i dag. Det reiser en diskusjon om det ikke er fornuftig å øke overføringskapasiteten til utlandet.

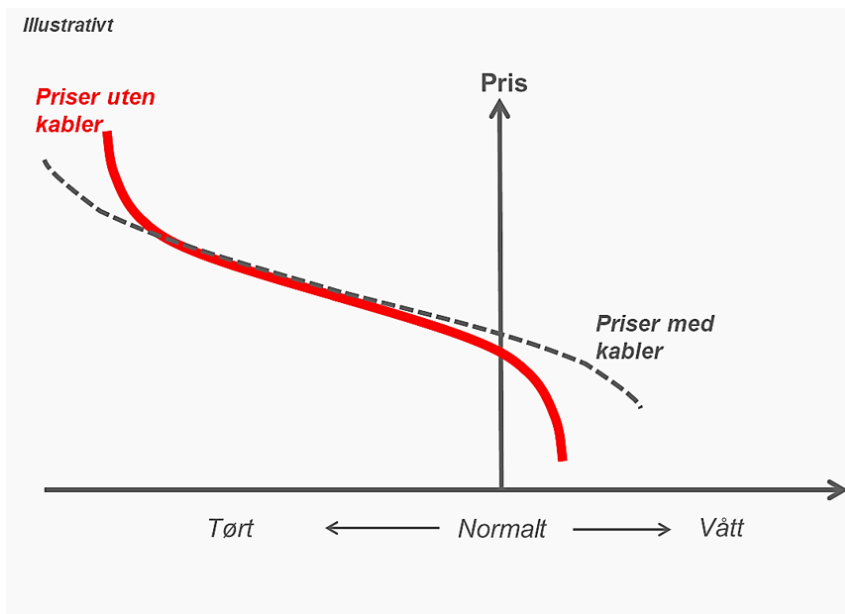
Utvalget har ikke gjort en egen analyse av disse sakene, men peker i det følgende på noen av virkningene ved permanente endringer i overføringskapasiteten til utlandet, enten den reduseres eller økes.

Endringer i overføringskapasiteten kan skje på flere måter. Vi nøyer oss her med å drøfte i hvilken retning virkningene vil gå som følge av enten en reduksjon eller økning av overføringskapasiteten. I denne vurderingen legger vi altså til grunn at overføringskapasiteten blir redusert begge veier og dermed endrer både eksport- og importkapasiteten. Hvilken størrelsesorden virkningene får er avhengig av hvor stor reduksjonen eller økningen blir, og det må i så fall undersøkes i hvert konkrete tilfelle. For ytterligere vurderinger av handel med utlandet så vises det til kapittel 7.1 og kapittel 12.3.

Hva er virkningene på priser og forsynings sikkerhet av tiltakene?

For vannkraftprodusentene så får endringer i overføringskapasiteten betydning for vannverdien. Ved økt overføringskapasitet i en situasjon med høyere priser i utlandet, så vil vannverdien settes høyere. Det innebærer at prisene i Norge øker, men gir også mer stabile priser. Tilsvarende vil en reduksjon i overføringskapasiteten redusere muligheten til å eksportere i timer med høye priser i utlandet og dermed medvirke til lavere priser i Norge. Det blir imidlertid større variasjon i prisene som følge av flere timer med nullpriser og flere timer med svært høye priser.

Begge situasjoner er illustrert i nedenstående figur som også peker på konsekvensene av et tørt eller vått år i Norge.



Figur 15-1 Sannsynlighetsfordelingen for priser er ulik med og uten mellomlandsforbindelser

Figuren viser at vi i tørre år vil få høyere priser ved å redusere overføringskapasiteten og lavere priser i våte år. Ved å styrke overføringskapasiteten har vi større mulighet til å importere i tørre år og å eksportere mer i våte år som bidrar til å stabilisere prisene.

En situasjon hvor det er et såpass stort kraftunderskudd at prisene i utlandet er lavere enn i Norge som er skissert i scenarioene i kapittel 12, så kan prisvirkningene ha stikk motsatt virkning. Da vil en reduksjon i overføringskapasiteten medføre høyere priser i Norge hvis vi må importere mer, mens en økt overføringskapasitet medfører lavere priser i Norge. I kapittel 7.1 beskrives disse virkningene nærmere.

Figuren illustrerer også at forsyningssikkerheten styrkes ved å ha en større overføringskapasitet til andre land. Samtidig gjør det oss mer sårbar for utviklingen i våre naboland. For å redusere sårbarheten til enkeltland, er det fornuftig å ha overføringskapasitet til flere land.

Størrelsesordenen på disse virkningene er som nevnt avhengig av hvor stor reduksjon eller økning av overføringskapasiteten er. Det gjelder også spørsmålet om forsyningssikkerhet.

Hvilke effekter får tiltakene for andre deler av kraftsystemet?

I dagens situasjon gir en reduksjon av overføringskapasiteten til utlandet lavere gjennomsnittspriser. Det kan bli større prisvariasjoner på årsnivå, men mindre prisvariasjoner fra time til time. Da svekkes insentivene til å investere i ny kraftproduksjon og kortsiktig fleksibilitet på etterspørselssiden, men styrker insentivene til å investere i mer effekt.

En økning av overføringskapasiteten vil naturligvis medføre investeringer i kabler og annet utstyr som er nødvendig. Det vil også være nødvendig å styrke infrastrukturen på land for å kunne håndtere den endrede kraftflyten. Det gir i så fall større inngrep i naturen.

Handelen til andre land vil påvirkes, men hvordan er avhengig av hvordan tiltaket gjennomføres. Gjennomføres det som en sumrestriksjon på alle overføringsforbindelser vil handelsmønsteret mellom land trolig opprettholdes, mens hvis en overføringsforbindelse til et land forsvinner blir det naturligvis mindre handel til dette landet. Så lenge endringen i overføringskapasitet ikke er så stor som det er drøftet i kapittel 12, så vil nettoeksporten til andre land være den samme, men til lavere priser enn før.

De samfunnsøkonomiske virkningene ved redusert overføringskapasitet som gir lavere priser er også at produsentoverskuddet blir mindre, konsumentoverskuddet blir høyere og flaskehalsinntektene blir mindre. Summen av disse faktorene peker i retning av et redusert samlet samfunnsøkonomisk overskudd i Norge.

Ved å øke overføringskapasiteten vil effektene bli motsatt rettet så lenge vi har et kraftoverskudd og lavere priser enn utlandet i utgangspunktet.

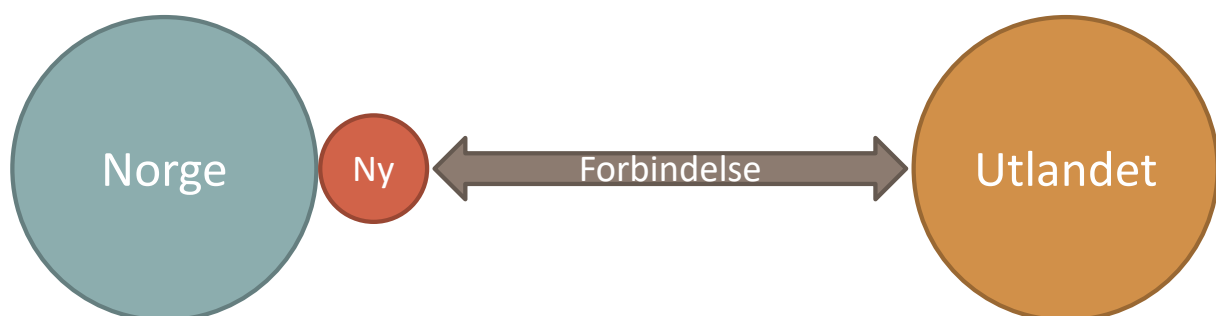
Disse virkningene blir derimot snudd på hodet hvis vi reduserer overføringskapasiteten i en situasjon med kraftunderskudd i Norge. Da vil redusert overføringskapasitet føre til høyere priser som gir et høyere produsentoverskudd, lavere konsumentoverskudd. Det blir også i dette tilfelle mindre flaskehalsinntekter. Ettersom forbruket er større enn produksjonen så peker det i retning av et samlet redusert samfunnsøkonomisk overskudd i Norge.

Så er det grunn til å understreke at vi her har beskrevet førsteordenseffekter ved å endre overføringskapasiteten til utlandet. Over tid vil mange av disse effektene utlignes som følge av at det skjer andre endringer i kraftsystemet. Eksempelvis kan lavere priser som følge av redusert overføringskapasitet medføre at forbruket øker ved at ny industri etablerer seg i Norge som ellers ikke hadde gjort det. Ny industri kan gi positive virkninger for sysselsetting og verdiskaping, men medfører også naturinngrep. Den økte etterspørselen etter kraft kan medvirke til at prisvirkningene for øvrige forbrukere dempes.

Eget budområde rundt ilandføringspunktene for utenlandsforbindelsene

Mange har foreslått å etablere et eget budområde for utveksling. Tanken er at man da kan få forskjellige priser på kabelen og i budområdet og slik få lavere priser i resten av Norge. Rent praktisk kan dette gjøres som i skissen nedenfor. Det etableres et ekstra budområde mellom det aktuelle norske budområdet og det utenlandske budområdet, illustrert med den røde sirkelen. Kapasiteten i selve forbindelsen antas uforandret, men det må tas stilling til hvilken kapasitet som fastsettes mellom det norske budområdet og det nye området, samt mellom det nye budområdet og utlandet.

For sistnevnte må det antas at kapasiteten blir beregnet på samme måte som tidligere, slik at kapasiteten på forbindelsen avhenger av intern kraftflyt i tilgrensende soner (se også faktaboks om kapasitetsberegning i kapittel 5.6). Sett fra utlandet er den nye sonen bare enda et norsk budområde og arrangementet vil ikke i seg selv påvirke kraftflyten internt i utlandet. Ettersom det nye budområdet neppe inneholder produksjon eller forbruk (det må nesten være hele poenget med sonen), vil det heller ikke være noen intern kraftflyt i sonen som kan påvirke kapasitetsberegning for selve forbindelsen.



Figur 15-2 Illustrasjon av eget budområde for handel med utlandet

Kapasiteten mellom det norske budområdet og det nye området vil, også som tidligere, måtte avhenge av intern kraftflyt i Norge og kraftflyt i det nye området. Men siden området neppe har noen intern kraftflyt som kan påvirke kapasiteten mellom denne og det norske budområdet, blir også her kapasiteten beregnet på samme måte som uten det nye budområdet.

Etablering av nytt budområde uten forbruk og produksjon, som skal ligge mellom et norsk og et utenlandsk budområde, vil dermed ikke kunne medføre noen annen utvekslingskapasitet som inngår i prisdannelsen.

Som forklart i kapittel 6.2 foregår prisdannelsen i spotmarkedet ved at aktørene leverer kjøps- og salgsbud i henhold til hvilken produksjon eller forbruk de ønsker å betjene i budområdet. Alt som tilbys for salg i et budområde, må enten kjøpes eller produseres i sonen. Siden ingen har kraftproduksjon eller kraftforbruk i den nye sonen, er det nærliggende å tro at ingen vil levere kjøps- eller salgsbud for denne sonen. I prisberegningen vil sonen da bli en ren transittsone. Eventuell produksjon utover forbruk i det norske budområdet vil dermed bli brukt direkte i prisberegningen i den utenlandske sonen (eller motsatt). Om man alternativt tenkte seg at noen leverte kjøpsbud og andre leverte salgsbud for den nye sonen må likevekten bli slik at samlet kjøp blir like stort som samlet salg i sonen – det motsatte krever jo nettopp at det er produksjon eller forbruk i sonen. Dermed blir den nye sonen også i en slik situasjon en ren transittsone. Dermed blir prisen både i den utenlandske og det norske budområdet det samme som uten den nye sonen. Prisen i den nye sonen blir lik prisen i enten den norske eller det utenlandske budområdet, og har uansett ingen betydning for norske kjøpere eller selgere av kraft.

Forklaringen er ganske enkelt at hvis de fysiske realitetene i strømmettet ikke endres, så får ikke tiltaket noen virkning på prisen i Norge. Opprettelse av budområdet innebærer at man da bare flytter flaskehalsen fra grensen mellom utlandet og Norge til internt mellom to budområder i Norge. Ettersom det ikke er noen begrensning på overføringskapasiteten mellom de to budområdene, så vil prisene være like.

For at tiltaket skal ha innvirkning på prisene, må det utformes slik at kapasiteten inn til budområdet settes lavere enn kapasiteten på overføringsforbindelsen.

Ved innføring av tiltaket med kapasitetsbegrensning så må man gjøre mange av de samme vurderingene som gjelder de andre tiltakene i denne gruppen knyttet til varighet og omfang av begrensningen.

15.1.4 Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre slike tiltak?

Det er mange forhold av rent praktisk art som må avklares knyttet til innføring av disse tiltakene, noe som gjør det krevende å vurdere treffsikkerheten av tiltakene. Mange av disse er omtalt i beskrivelsen av tiltakene og dreier seg eksempelvis om å sette nøyaktige betingelser og rammer for tiltakene. Det vil kreve egne utredninger hvis man velger å gå videre med disse tiltakene.

Det er særlig de rettslige rammene som er viktige ved vurderingen av å innføre tiltak som reduserer utvekslingen med andre land. Det er redegjort for de rettslige rammene i kapittel 15.3

15.2 Tiltak som er rettet mot endringer i magasindisponering

I kapittel 7 drøftes sammenhengen mellom magasindisponering og prissetting i markedet. I debatten rundt strømprisøkningen har styring av magasinene som tiltak for å redusere prisnivået blitt diskutert. I dette kapitlet drøftes virkningene av endringer i rammebetingelser for magasindisponering på prisnivået.

Styring av vannmagasinene er også aktualisert som tiltak for økt forsyningsikkerhet. I et høringsnotat peker OED på at enkelte hevder Norge har overlatt for mye av ansvaret for forsyningsikkerheten til markedet, og at vannkraftprodusentene ikke har et tilstrekkelig tydelig ansvar for å bidra til forsyningsikkerheten for energi⁵³. Flere har også tatt til orde for å begrense vannkraftprodusentenes handlefrihet over vannmagasinene utover det som følger av konsesjonsbestemmelser om høyeste og laveste regulerte vannstand. I motsetning til tiltak diskutert i kapittel 15.1, drøfter vi her tiltak som direkte griper inn i denne handlefriheten, dvs. vanddisponeringen. Utvalget gjør ikke noen egen vurdering av forsyningsikkerheten i det norske kraftsystemet, men siden endringer i magasindisponering er aktuelt også i forsyningsikkerhetssammenheng, ser vi også her på hvordan foreslåtte tiltak for magasindisponering i forsyningsikkerhetssammenheng virker inn på prisnivået.

15.2.1 Potensielle alternative utforminger

I det følgende skal vi gi en kort beskrivelse av forskjellige tiltak for å endre magasindisponeringen. Hensikten med tiltakene er å styrke forsyningsikkerheten, men tiltakene vil også ha prisvirkninger. Det er mulige prisvirkninger som er vårt hovedanliggende, men på samme vis som i kapittel 15.1 drøfter vi også her konsekvensene for kraftsystemet og samfunnet for øvrig.

Absolutte magasinrestriksjoner

Forslaget innebærer å sette et minstekrav til fyllingsgraden i de norske vannkraftmagasinene. Minstekravet til fyllingsgraden i magasinene må være høyere enn den fyllingsgraden vannkraftprodusentene ellers ville hatt uten restriksjonene.

En absolutt magasinrestriksjon vil være et krav som settes til vannkraftprodusentene. Kravet stilles til fyllingsnivå på et gitt tidspunkt om våren før tappesesongen er over, og om når reserven kan benyttes eller ikke. Så lenge kravet er oppfylt kan vannkraftprodusentene disponere vannet som de finner hensiktsmessig innenfor sine konsesjoner (men kravet kan innebære at de ikke kan gå helt ned til den laveste regulerte vannstand som følger av konsesjonsvilkårene i perioden restriksjonen gjelder for). Det innebærer at vannkraftprodusentene må planlegge disponeringen slik at restriksjonene overholdes i alle værår.

Kravet kan enten fastsettes for hvert enkelt magasin eller for en større gruppe av magasiner (som et krav til gjennomsnittet). Det norske kraftsystemet består av over 1 000 vannmagasiner med ulik dynamikk i fylling og tømning. Noen vannmagasiner er satt opp for å håndtere variasjoner over døgnet eller uka, mens andre er laget for å håndtere sesongvariasjoner. Følgelig er det usikkert hvordan en i praksis skulle gått frem for å fastsette krav til hvert enkelt magasin og dernest forvalte et regelverk omkring dette. Det er derfor nærliggende å tenke på dette som et krav for alle magasiner samlet sett, innenfor et avgrenset område (for eksempel et budområde, eller en del av et budområde), eventuelt bare for magasin over en viss størrelse i det valgte området.

Ettersom en slik ordning vil gripe inn i eksisterende konsesjonsvilkår og manøvreringsreglementet, vil de rettslige rammene for en endring måtte vurderes nærmere. Utvalget nøyter seg her med å peke på dette.

Krav til magasinifylling i kombinasjon med kvoter

Tiltaket innebærer å sette et minstekrav til fyllingsgraden i vannmagasiner i et område og kombinere dette med en ordning med omsettbare kvoter for å gi en mer effektiv fordeling av magasinrestriksjoner mellom aktørene (RME 2022).

⁵³ [horingsnotat-om-endringer-i-vassdragsreguleringsloven-og-energiloven-styringsmekanisme-for-forsyningsikkerhet-11477838.pdf \(regjeringen.no\)](#)

Et slikt kvotesystem finnes ikke i dag, og krever at det utvikles beslutningsstøtteverktøy som kan hjelpe aktørene med å fastsette verdien av kvotene. Det er mulig å implementere verktøyene i eksisterende systemer (Mo, Wolfgang og Naversen, Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022 2023). Det krever også at det utvikles en handelsplattform for handel med kvoter mellom produsenter. En utfordring i denne sammenheng er at handelen ikke må føre til at produsentene får innsikt i hverandres magasindisponering. I motsatt fall vil handelen legge til rette for markedsmanipulasjon og koordinert opptreden i markedet.

Virkningene for øvrig av tiltaket vil være de samme som for tiltaket om å sette absolutte magasinrestriksjoner. Det denne varianten kan bidra med er knyttet til gjennomføringen av tiltaket. Det reduserer utfordringen med å sette minstekrav for individuelle magasiner og legger gjennom handel til rette for at minstekravet kan bli distribuert mer effektivt mellom enkeltmagasiner. Tiltaket kan dermed føre til lavere samfunnsøkonomiske kostnader. Det er særlig risikoen for flomtap som kan reduseres.

Avgift på produksjon når magasinutfyllingen er lav

En alternativ måte å påvirke magasindisponeringen og styre magasinutfyllingsgraden i ønsket retning er en midlertidig avgift på produksjon (RME 2022).

Ved å legge en avgift på den regulerbare produksjonen i et område, vil vannkraftprodusentene få en høyere marginalkostnad og forskyve produksjon til en senere periode (med høyere magasinutfylling og/eller lavere avgift).

En utfordring ved dette forslaget er å bestemme hvordan man skal fastsette en avgift som gir en ønsket utfyllingsgrad i magasinene. RME peker på at en for høy avgift medfører en mindre optimal disponering av vannet og økte kostnader ved potensielt flomtap. En for lav avgift vil ikke gi det ønskede resultat for magasinutfyllingen.

En annen utfordring er at man risikerer mer produksjon når den ikke er avgiftsbelagt enn hva som ellers ville være tilfelle. Det vil medføre at man når en lavere magasinutfylling raskere enn uten en slik avgift som nettopp ikke er ønskelig.

Variable magasinrestriksjoner

En alternativ innfallsvinkel kunne være å redusere laveste regulerte vannstand dersom kraftsituasjonen er spesielt stram, med svært høye priser og stor fare for at tilgjengelige ressurser ikke er tilstrekkelig til å dekke forbruk frem til snøsmeltingen må antas å komme i gang. Ideen ville være å akseptere større miljøkostnader (som tapping under 'normal' laveste regulerte vannstand (LRV) ville medføre) når verdien av ekstra kraftproduksjon er ekstra høy.

På samme måte som med andre tiltak rettet mot magasindisponering, vil utfordringen rent praktisk være å omsette ideen til konkrete bestemmelser. Hvor mye skal laveste regulerte vannstand senkes? Skal det være lik senkning for alle magasin, eller bare for utvalgte? Hva skal kriteriene for å innføre og for å stanse tiltaket og gå tilbake til normal LRV? Og er det praktisk mulig å tappe ned under LRV?

15.2.2 Hva er virkningene på priser og forsyningssikkerhet av tiltakene?

Samlet vurderer vi virkningene av magasinrestriksjonene til å gi en noe høyere gjennomsnittspris gjennom året og noe større prisvariasjoner. En høyere gjennomsnittspris og større prisvariasjoner gir en svekket konkurransekraft og mer uforutsigbare priser. Hvor store effektene blir, er avhengig av hvor sterke magasinrestriksjoner som blir innført.

Priseffektene er mindre hvis det settes en område restriksjon og denne kan fordeles på de ulike magasinene etter hva som gir en optimal utnyttelse, enn hvis man setter restriksjoner på individuelle magasiner. Det kan eksempelvis oppnås ved å sette krav til magasinutfylling i kombinasjon ved kvoter.

En mulighet er å sette krav til laveste fyllingsgrad som siktes på slutten av tappesesongen i kombinasjon med et kvotesystem. En slik restriksjon vil bare være bindende dersom det er lav magasinutfylling og utsikter til knapphet. Det er noen utfordringer knyttet til tidspunkt, ettersom vårknipa ikke kommer helt samtidig hvert år. Det må være mulig å bruke vannet etter denne datoen, så den må settes litt før forventet vårknipe. En slik ordning vil sette en skyggepris på at samfunnet har en antatt høyere betalingsvilje for forsyningsikkerhet enn det markedet har. I tørre vintre vil vannkraftprodusentene holde mer vann tilbake enn tidligere. Det innebærer høyere import og fører til høyere priser gjennom vinteren. Ordningen vil føre til høyere priser i tørre vintre ettersom det vil eksporteres mindre og importeres mer.

Virksomheter på pris og forsyningsikkerhet ved innføring av tiltakene som «krisetiltak»

Tiltakene er utformet for å styrke forsyningsikkerheten. Det betyr at det er i et typisk tørrår vi ønsker å sikre at vi har nok vann i magasinene for å kunne dekke forbruket gjennom vinteren. I normale og våte år er ikke det et problem. Hvis vi allerede er i en kritisk situasjon med svært lav magasinutfyllingsgrad i starten av tappesesongen, så hjelper ikke tiltakene. Da er det for sent. Produsentene får ikke særlig mer vann i magasinene før fyllesesongen starter etter vinteren. Til gjengjeld har vi da god tid til å importere den kraften vi trenger.

Det har dermed liten hensikt å sette inn disse tiltakene som krisetiltak. Tiltakene må settes inn i forkant, slik at vannkraftprodusentene kan holde tilbake mer vann enn hva de ellers ville ha gjort hvis tiltakene skal ha ønsket effekt.

Virksomheter på pris ved innføring av tiltakene som permanente

La oss derfor heller drøfte virkningene av tiltakene hvis tiltakene blir innført permanent, og med klare regler for hva vannkraftprodusenter, eller mer presist eiere av vannmagasinene, skal forholde seg til.

En magasinrestriksjon innebærer at vannkraftprodusentene må planlegge produksjonen slik at restriksjonen overholdes uansett hvordan været blir. Det innebærer at vannkraftprodusentene må sikre seg at de har nok vann i magasinene til å overholde kravet, uansett hvordan sommeren, høsten, vinteren og våren forløper. Det fører til at vannkraftprodusentene vil spare mer vann forut for vintersesongen for å sikre at kravet oppfylles. Da produseres det mindre, nettoeksporten reduseres (importen øker) og kraftprisen vil stige forut for vinteren, sammenlignet med dagens situasjon uten slike magasinrestriksjoner. På den annen side vil prisene bli lavere enn de ellers ville ha vært, især når man har kommet til enden av tappesesongen, fordi man da har mer oppspart vann igjen.

Den samlede effekten er at gjennomsnittsprisen blir noe høyere enn ellers. En rapport fra SINTEF som har simulert effektene av magasinrestriksjoner peker på marginalt høyere gjennomsnittspriser og større prisvariasjoner (Mo, Wolfgang og Naversen, Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022 2023). Det tilsier at flomtapene øker noe, mens rasjoneringsfaren blir generelt noe lavere. Simuleringer utført av Menon og AFRY gir også økte prisvariasjoner, men peker på at prisvirkningene er mer usikre og situasjonsavhengige (AFRY og Menon 2022).

Et kompliserende forhold er at selv om vi overordnet sett deler året inn i fyllings- og tappesesong, er situasjonen for det enkelte magasin svært ulik. En ting er flerårsmagasin, som typisk tar flere år å fylle dersom man starter på laveste regulerte vannstand. Men også 'vanlige' magasiner er svært ulike. På Vestlandet er det flere magasiner som fylles, tappes og fylles igjen flere ganger i løpet av et år. Andre magasiner har en helt annen 'årsrytme'.

Dersom restriksjoner på magasindisponering kun legges på noen magasiner, for eksempel de største, eller dersom restriksjonene gjennomføres ulikt for å ta hensyn til at våren og snøsmeltingen kommer på svært ulike tidspunkt i Norge, vil virkningene være mer usikre. Produsenter uten restriksjoner vil se høyere priser om høsten og lavere priser om vinteren som en invitasjon til å øke sin produksjon og heller øke faren for at akkurat deres magasiner må ned på minimumsproduksjon før snøsmeltingen kommer i gang. Dette vil motvirke den ønskede endringen og dermed redusere den samlede virkningen av slike restriksjoner.

Det er særlig i situasjoner som oppstår pga. hendelser med lav sannsynlighet og store konsekvenser at et minstekrav til fyllingsgrad kan bidra til å styrke forsyningssikkerheten og kan ha stor påvirkning på prisdannelsen. SINTEF har gjort en beregning for utvalget hvor det ser på konsekvensene av at nesten alle sjøkabler⁵⁴ faller ut i en periode på noen uker. I et tørrår hvor man har restriksjoner vil man ha høyere magasinutfylling enn normalt, og det blir lavere (eller mindre høye) priser enn man ellers ville hatt.

15.2.3 Hvilke effekter får tiltakene for andre deler av kraftsystemet?

Med noe høyere gjennomsnittspriser og større prisvariasjoner styrkes også insentivene litt til å investere i ny kraftproduksjon, også i effektinvesteringer. Det innebærer også at insentivene styrkes noe for forbrukere til å investere i tiltak for energieffektivisering og ulike fleksibilitetsløsninger. For kraftleverandørene så vil mindre stabile priser medvirke til at etterspørselen etter prissikringsinstrumenter og fastpriskontrakter søker. Flere strømkunder vil verdsette det om leverandørene i kraft av sin kompetanse evner å gi gode råd til sine kunder. Hvor mye insentivene styrkes er avhengig av hvor store restriksjoner som settes på magasindisponeringen.

Ettersom gjennomsnittprisene er høyere, er det naturlig å anta at produsentene kommer bedre ut, mens forbrukerne taper. Når produsentene kommer bedre ut vil også statens inntekter øke, både gjennom høyere utbytte på linje med andre eiere av kraftprodusenter, og som følge av økte skatteinntekter.

Handelen med andre land vil bli påvirket av tiltaket, men eksporten blir først og fremst forskjøvet i tid. Nettoeksporten over tid, det vil si over flere år, kan gå noe opp, i den grad høyere priser fører til lavere strømforbruk, men økning i flomtap vil naturligvis trekke eksporten ned.

Høyere gjennomsnittspriser medfører at kostnadene til elektrifisering for å redusere klimagassutslipp blir høyere. Det vil også redusere insentivene til å lokalisere mer industri i Norge. Utløser de økte prisene mer kraftproduksjon, så vil det dempe prisseffekten på sikt. Det vil i så fall innebære naturinngrep.

SINTEF (2023) viser i sine simuleringer at restriksjonene gir et lavere samfunnsøkonomisk overskudd på grunn av større flomtap og redusert produksjon. Det innebærer en mindre effektiv ressursutnyttelse. Det må veies opp mot en eventuell økt samfunnsøkonomisk verdi av styrket forsyningssikkerhet, mao. effektivitetstapet er prisen for økt forsyningssikkerhet.

15.2.4 Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Det er en rekke praktiske barrierer knyttet til å utforme krav om magasinrestriksjoner og noen muligheter for å redusere disse (Statnett 2022). En av barrierene er å finne ut av hvor stort kravet skal være og hva som er akseptabel risiko for samfunnet. Stor usikkerhet om tilsig og kraftforbruk de nærmeste månedene og om mulighetene for å importere gjør disse vurderingene spesielt vanskelige.

⁵⁴ Eksempelet omfatter alle kabler mellom Norge og Danmark, Tyskland og England. Kablet til Nederland er fortsatt i drift.

Vannkraftprodusentene disponerer i dag magasinene i samsvar med tillatelser etter vassdragsreguleringsloven. Konesjonen produsentene har fått gir dem rett til å manøvrere magasinene innenfor en fastsatt laveste og høyeste vannstand. Disse grensene er gjenstand for revisjon på nærmere lovbestemte vilkår. Her skal det bare pekes på at mulighetsrommet for å innføre tiltak som omtalt over må ses på både i forhold til gjeldende regelverk og gitte konsesjoner.

Se ellers kapittel 15.3 om EØS-avtalens grenser for tiltak som kan påvirke muligheten for eksport og import.

15.3 Rettslige rammer for utveksling av kraft med andre land

Norge har hatt kraftutveksling med andre land helt siden 1960-tallet. Norge har i dag kraftledninger og undersjøiske kabler til Sverige, Finland og Danmark, og til Nederland, Tyskland, Storbritannia og Russland med en samlet utvekslingskapasitet på om lag 9000 MW. Ifølge EU-forordningen om grensekryssende krafthandel, som følges opp med konsesjonene til Statnett for tilrettelegging av kraftutveksling med utlandet, skal kapasiteten på utenlandsforbindelsene gjøres tilgjengelig for aktørene i markedet.

Utgangspunktet i EØS-avtalen er at det skal være fri flyt av varer i det i indre markedet, jf. EØS-avtalen artikkel 8. Elektrisk kraft er definert som en vare som er omfattet av EØS-avtalen. Det følger videre av EØS-avtalen artikkel 12 at «kvantitative eksportrestriksjoner og alle tiltak med tilsvarende virkning» er forbudt mellom medlemsstatene. Begrepet tiltak tolkes vidt.

Hovedregelen om fri flyt av varer begrenser følgelig statens mulighet til å legge restriksjoner på utenlandshandelen med kraft. Et tiltak som direkte reduserer eksport av kraft til utlandet, er forstått som en eksportrestriksjon som er i strid med hovedregelen i EØS-avtalen artikkel 12» (RME 2022)

Forbudet mot eksportrestriksjoner gjelder likevel ikke dersom en restriksjon er begrunnet i hensynet til offentlig «orden og sikkerhet» og overholder proporsjonalitetsprinsippet, det vil si at restriksjonen er egnet til og nødvendig for å oppnå formålet. EU-domstolen har lagt til grunn at forsyningsikkerhet kan være et slikt hensyn som kan begrunne et unntak for forbudet, se blant annet sak C-648/18 (Hidroelectrica-dommen).

Olje- og energidepartementet har i Høringsnotat om styringsmekanismer for forsyningsikkerhet⁵⁵ uttalt følgende om at pålegg til Statnett om å redusere overføringskapasitet kan være et mulig virkemiddel i en kraftrasjonerings situasjon:

«Et virkemiddel i en kraftrasjonerings situasjon kan være å pålegge at Statnett fastsetter lavere overføringskapasitet på mellomlandsforbindelsene (eksportrestriksjoner). Dette kan gjøres før man pålegger norske bedrifter og husholdninger å redusere forbruk. Hvorvidt eksportbegrensninger er et relevant virkemiddel i kraftrasjering og om det skal benyttes før annet forbruk kobles ut, vil bero på en konkret vurdering av situasjonen. I en slik situasjon vil man også kunne være avhengig av import.» (s 16)

I samme notat nevnes inngrep i produsentenes disponering av vannmagasiner som et mulig virkemiddel:

«Dersom det blir aktuelt å innføre kraftrasjering, vil energimyndighetene ha adgang til å gripe inn i produsentenes disponering av vannmagasiner, ...Et slikt

⁵⁵ Høringsnotat fra Olje- og energidepartementet 29. juni 2023 om endringer i vassdragsreguleringsloven og energiloven om styringsmekanismer for forsyningsikkerhet.

vedtak vil utgjøre en regulering av energiproduksjonen, som også vil få konsekvenser for hvor mye kraft som eksporteres ut av landet. Det at konsekvensene av tiltaket gjør seg gjeldende både i det innenlandske og utenlandske kraftmarkedet, tilsier at tiltaket ikke utgjør noen form for nasjonalitetsbestemt forskjellsbehandling. Bruken av et slikt virkemiddel vil uansett også være godt forankret i hensynet til å ivareta forsyningssikkerheten i en tenkt knapphetssituasjon.” (s 18)

Som det fremgår, gir EØS-avtalen et visst handlingsrom for tiltak som kan begrense eksporten av kraft, dersom det kan begrunnes i legitime hensyn som omtalt. Men i den nevnte Hydroelectria-saken (C-648/18) presiserte EU-domstolen at det ikke er et legitimt hensyn å vedta slike restriksjoner for å skjerme nasjonale markeder for prisøkning. EU-domstolen uttalte til dette (avsnitt 42 og 43):

«42 Som generaladvokaten har anført i punkt 73 og 74 i forslaget til avgjørelse, går forpligtelsen til at udbyde hele den tilgængelige elektricitet på de handelsplatforme, der forvaltes af den eneste udpegede operatør til handelsydelser på det nationale elektricitetsmarked – som en foranstaltning, der har til formål at undgå, at direkte eksport har en negativ indvirkning på udviklingen i elektricitetsprisen på det nationale marked – imidlertid ud over, hvad der er nødvendigt for at garantere forsyningssikkerheden for elektricitet.

43 En garanti af forsyningssikkerheden for elektricitet betyder nemlig ikke en garanti for levering af elektricitet til den bedste pris. De rent økonomiske og forretningsmæssige betragtninger, der ligger til grund for den i hovedsagen omhandlede nationale lovgivning, henhører hverken under hensyn til den offentlige sikkerhed som omhandlet i artikel 36 TEUF eller under almene hensyn, der kan begrunde kvantitative udførselsrestriktioner eller foranstaltninger med tilsvarende virkning. Hvis sådanne hensyn kan begrunde et forbud mod direkte eksport af elektricitet, rejses der tvivl om selve princippet for det indre marked.»

Tiltak som kan få konsekvenser for kraftflyten mellom Norge og utlandet må også vurderes i lys av regelverket for energi som er innlemmet i EØS-avtalen vedlegg IV, herunder direktiv 2009/72, forordning 714/2009 og forordning 713/2009, som legger til rette for overføring av kraft mellom Norge og andre EØS-land. Det følger av direktiv 2009/72 at markedsaktørene skal gis tilgang til strømmettet uten diskriminering, jf. artikkel 32, og at omsetning av kraft skjer på markedsmessige vilkår.

Dersom et tiltak skulle anses å innebære en eksportrestriksjon, kan det likevel gjøres unntak dersom det kan begrunnes med såkalte tvingende allmenne hensyn, og forutsatt at tiltaket ikke forskjellsbehandler etter nasjonalitet (EØS-avtalen artikkel 13). Bruk av disse unntakene forutsetter videre at tiltaket er begrunnet i et saklig og ikke-økonomisk hensyn og at det overholder proporsjonalitetsprinsippet, det vil si at det er egnet til å oppnå det formålet man forsøker å nå og ikke går ut over det nødvendige. Det er vanskelig å se at en ensidig eksportrestriksjon på kraft av hensyn til prisutviklingen nasjonalt kan begrunnes med denne unntaksregelen, jf. også EU-domstolens uttalelse i sak C- 648/18 om hva som kan være legitime hensyn for unntak.

I denne sammenheng må det også nevnes at Frihandelsavtalen mellom EFTA/EØS-landene og Storbritannia inneholder bestemmelser om handel med varer, herunder elektrisitet, med generelle forbud mot import- og eksportrestriksjoner. Avtalen åpner for midlertidige eksportrestriksjoner for å hindre kritisk mangel på varer som er essensielle for eksportøren. Avtalen mellom Norge og

Storbritannia om grensekryssende handel med elektrisitet og samarbeid om overføringsforbindelser som ble inngått i september 2021 skal blant annet sikre at begge parter legger til rette for maksimal tilgjengelig kapasitet på NSL-forbindelsen. Kapasiteten kan reduseres i situasjoner hvor forsynings-sikkerheten er truet grunnet effektknapphet eller driftssikkerhet, men det er ikke gitt rom for å innføre begrensninger av hensyn til å skjerme nasjonale markeder mot prisutviklingen.

Betydningen av innføring av eksportbegrensninger kan ikke vurderes uten samtidig å ta med i betraktning hvilken innvirkning det kan ha på muligheten for importen av kraft. RME skriver i sitt notat 22. august 2022 følgende om dette:

«RME vil understreke viktigheten av at en eventuell eksportrestriksjon utformes i tråd med EØS-regelverkets bestemmelser, og er godt forankret hos våre omkringliggende land. Dersom en eventuell norsk eksportrestriksjon fører til mottiltak fra andre land, kan virkningen av tiltaket være at forsynings-sikkerheten vår svekkes, snarere enn styrkes. Videre er det viktig at en eventuell eksportrestriksjon utformes slik at den ikke under gitte forhold stimulerer til økt kraftproduksjon, noe som også vil kunne svekke forsynings-sikkerheten i Norge. Dersom det for eksempel forventes at tiltaket skal innføres på et gitt tidspunkt, for en bestemt fyllingsgrad, eller når andre forhåndsbestemte kriterier er oppfylt, kan dette isolert sett gi produsenter insentiv til å produsere mer før en eventuell restriksjon inntreffer enn de normalt ville gjort.» (s. 3)

En restriksjon på disponeringen av magasinene har direkte innvirkning på eksportmulighetene. Som omtalt over, har EU-domstolen uttrykkelig uttalt at det ikke er i tråd med EØS-avtalen å innføre eksportrestriksjoner for å skjerme nasjonale priser. Dersom det skal vurderes tiltak knyttet til magasinene som omtalt i punkt 14.2, må det følgelig kunne begrunnes med hensynet til forsynings-sikkerhet, og kunne vises til at også de øvrige vilkårene som omtalt over er oppfylt for å kunne innføre restriksjonen, så som at det ikke finnes andre alternative tiltak for å sikre forsynings-sikkerheten. I Hidroelectrica-saken (sak C-648/18) uttalte EU-domstolen følgende om hensynet til forsynings-sikkerhet som mulig begrunnelse for unntak:

“(36)Domstolen har imidlertid fastslået, at beskyttelsen af energiforsynings-sikkerheden kan henhøre under hensynet til den offentlige sikkerhed som omhandlet i artikel 36 TEUF (jf. i denne retning dom af 10.7.1984, Campus Oil m.fl., 72/83, EU:C:1984:256, præmis 34).

(37)Det er i lyset af disse forhold, at det skal vurderes, om en national lovgivning, der fortolkes således, at de nationale elektricitetsproducenter er forpligtede til at udbyde al den elektricitet, som de råder over, på platforme, der forvaltes af den eneste udpegede operatør for handelsydelse på det nationale elektricitetsmarked, står i rimeligt forhold til det lovlige formål, der forfølges. I denne henseende skal det for at sikre, at en sådan ordning er i overensstemmelse med proportionalitetsprincippet, ikke alene efterprøves, at de midler, der bringes i anvendelse, er egnede til at virkeliggøre dette mål, men ligeledes, at de ikke går ud over, hvad der er nødvendigt for at virkeliggøre dette (dom af 16.12.2008, Gysbrechts og Santurel Inter, C-205/07, EU:C:2008:730, præmis 51).

(38)Hvad angår denne lovgivnings evne til at nå målet om forsynings-sikkerhed for elektricitet skal det bemærkes, at den forpligtelse, der er pålagt de nationale elektricitetsproducenter til at udbyde al den elektricitet, som de råder over, på

handelsplattforme, der forvaltes af den eneste udpegede operatør for handelsydelser på det nationale elektricitetsmarked, ved at forbyde bilaterale forhandlinger mellem disse producenter og deres kunder ikke som sådan synes uegnet til at sikre målet om forsyningssikkerhed for elektricitet, idet den tilsigter at sikre, at den tilgængelige elektricitet i højere grad er rettet mod det indenlandske forbrug.”

Kort oppsummert setter EØS-avtalen og avtalen med Storbritannia rettslige rammer for hvilke restriksjoner Norge kan sette for eksport av kraft via utenlandsforbindelsene uten å bryte de inngåtte avtalene. Den over omtalte dommen fra EU-domstolen (C-648/18) slår klart fast at hensynet til prisutviklingen nasjonalt ikke er et legitimt hensyn som kan begrunne restriksjoner i eksporten av kraft. For alle typer tiltak som kan være egnet til å begrense eksporten av kraft og som er begrunnet av hensynet til nasjonale priser på kraften, vil derfor utgangspunktet være at dette ikke kan gjennomføres med mindre Norges internasjonale forpliktelser reforhandles.

For tiltak som innebærer eksportrestriksjoner, vil det derfor måtte vurderes om de kan begrunnes i noen av de nevnte unntakene. Tiltak som påvirker eksportmulighetene for kraften kan som nevnt over være tillatt etter EØS-reglene, dersom det kan begrunnes i hensynet til forsyningssikkerhet, og gitt at de andre vilkårene er oppfylt. Dersom tiltak kan begrunnes i slike hensyn, kan det tenkes at det er rom for å innføre dette uten å komme i strid med Norges forpliktelser etter EØS-avtalen.

Det kan i denne sammenheng minnes om at det trolig ikke vil være i strid med EØS-avtalen om Norge begrenser dagens eksportmuligheter ved å unnlate å fornye eksisterende kabler. Det vil heller ikke være i strid med avtalen å la være å etablere nye utenlandsforbindelser (Hjelmeng 2023).

Utvalget har innenfor det gitte mandat ikke hatt mulighet til å foreta en grundig vurdering av EØS-avtalens handlingsrom for eksportrestriksjoner. Dersom myndighetene ser noen av tiltakene som drøftes her og som kan innebære eksportrestriksjoner som aktuelle, må det foretas en grundig vurdering av om dette er mulig innenfor rammene for Norges internasjonale forpliktelser.

15.4 Tiltak som er rettet mot pris i engrosmarkedet

I dette delkapittelet går vi gjennom en rekke forskjellige tiltak som er mer direkte rettet mot prisene i engrosmarkedet. Det omfatter energiopsjoner, effekt- og energigarantiordning, topprisordning, regel om at en andel av kraften omsettes utenfor spot på andre kontrakter, en felles pris for forbruk i hele landet (Norgespris), makspris, tiltak for å stimulere til økt likviditet i terminmarkedet, og tiltak for å øke overføringskapasiteten innenlands utover hva Statnett uansett skal gjøre i henhold til sitt formål.

15.4.1 Energiopsjoner for forbruk

Energiopsjoner for forbruk kan organiseres slik at Statnett kjøper rettigheter fra (større) strømkunder om å redusere deres forbruk i vintersesongen. Tankegangen er at det er bedre å avtale vilkårene for forbruksreduksjoner hos noen på frivillig basis dersom det kan redusere sannsynligheten for at en tvangsmessig utkobling av flere forbrukere blir nødvendig. Hensikten er altså å redusere sannsynligheten for rasjonering ved å redusere forbruket, ikke å påvirke prisene, selv om det kan være en virkning (Statnett 2022, Statnett 2014).

Det har eksistert en slik ordning siden sesongen 2006/2007, da det ble introdusert som et såkalt SAKS-tiltak (Svært Anstrengte KraftSituasjoner) (Statnett 2005). Siste gang Statnett kjøpte inn energiopsjoner var for Midt-Norge i vintersesongen 2015/16.

Ordningen er utformet slik at Statnett vurderer budene ut fra nyttevirkningen for kraftsystemet som helhet. Det er flere forhold som spiller inn foruten kostnadene av opsjonen, herunder hvor den

potensielle forbruksreduksjonen er lokalisert og hvilket volum det kan være behov for. Kostnadene for kjøp av opsjonene utgjøres av to deler. Selger mottar en opsjonspremie fra Statnett når opsjonen kjøpes, og en innløsningspris dersom Statnett velger å innløse opsjonen. Opsjonspremien kan sees som en betaling til visse strømkunder for at de skal være forberedt på å redusere forbruket på nærmere avtalte tidspunkt og vilkår. Tiltaket løser delvis problemet for større sluttbrukere når prisene er høye og de vurderer å redusere sitt forbruk. Fordi de ikke vet hvor lenge prisene kan komme til å være høye, kan det være mer lønnsomt å betale høye priser og satse på at problemet er kortvarig enn å redusere forbruket så fort som mulig. Med mulighet for å selge energiopsjoner kan de aktuelle strømkundene skape sikkerhet for Statnett om at disse kundene kommer til å redusere forbruket hvis situasjonen krever det.

Ordningsen har så langt omfattet en mindre andel av forbruket, og ble sist brukt i Midt-Norge for vinteren 2015/2016. Kjøpet omfattet 89 MW med et samlet forventet forbruk i perioden på 30 GWh. Statnetts kostnad var 4,8 millioner kroner. Man kan tenke seg at ordningen blir utformet slik at den omfatter en mye større andel av forbruket. Hvis en svært stor del av forbruket er omfattet, så vil ordningen få karakteristika av å være en form for fleksibilitetsmarked, hvor forbrukere reduserer sitt forbruk mot en betaling. Dette er nærmere omtalt i kapittel 16.6.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Hvis Statnett utløser opsjonen reduseres forbruket tidligere og/eller i større omfang enn det ellers ville blitt redusert som følge av markedsprisene. Det betyr at andre bud på etterspørselsiden blir prissettende. Reduksjonen i etterspørselen betyr at prisen reduseres i budområdet ordningen gjelder, hvis ikke annet forbruk kommer inn og erstatter det som har gått ut.

Prisvirkningene av tiltaket er avhengig av hvor stor andel av forbruket som er omfattet, hvor ofte slike opsjoner kan tenkes utløst, og av priselastisiteter for forbruk og produksjon.

Slik som ordningen har vært utformet, hvor kun en del av forbruket er omfattet og kun utløst sjeldent, så vurderes virkningene å være marginale (SINTEF 2003). Energiopsjoner av et begrenset omfang har dermed ikke stor påvirkning på prisnivå, prisstabilitet, forutsigbarhet eller hvor konkurransedyktige prisene er. Tiltaket er designet for å redusere faren for rasjonering, og samtidig påvirke prisdannelsen eller magasindisponeringen så lite som mulig.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

For forbrukere som er omfattet av ordningen, innebærer ordningen at de reduserer sitt forbruk på en pris som er lavere enn hva forbruket ellers ville koble ut på.

Hvis ordningen blir gjort permanent, mer omfattende og med en økt sannsynlighet for at opsjonene utløses, vil aktørenes prisforventninger justeres. Det vil i første rekke bety at aktørenes forventninger til fremtidig prisnivå reduseres og at det vil bli mindre lønnsomt å spare vannet. Vannkraftprodusenter med reguleringsevne kan i så fall over tid komme til å endre sin magasindisponering slik at noe av effekten blir redusert fordi magasinene tømmes tidligere. Da vil resultatet bli at vi oftere enn ellers vil oppleve knapphet på vann.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Tiltaket er primært rettet mot å styrke forsyningssikkerheten. Prisreduksjonen som følge av at opsjonene utøves kan medføre at importen til området reduseres. Det reduserer i så fall effekten av tiltaket for forsyningssikkerheten. Hvor stor denne lekkasjen kan bli er avhengig av hvordan situasjonen er i andre områder.

Ettersom virkningene for prisene er marginale vurderes også andre effekter knyttet til fordelingsmessige effekter, insentiver for investeringer og energieffektivisering og konsekvenser for klimagassutslipp, naturinngrep med videre å være marginale.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Tiltaket eksisterer i den forstand at det er etablert regler og rutiner for at Statnett i bestemte situasjoner kan kjøpe energiopsjoner fra strømkunder. Reglene er lagt opp slik at bruken skal være begrenset, og at gjennomføring skal ha så små prisvirkninger som mulig.

Med disse premissene (at opsjonene brukes for å øke forsynings sikkerheten med minst mulig prisvirkning) kommer tiltaket, så vidt utvalget kan bedømme, ikke i konflikt med bestemmelser i EU-retten. Om innretningen skulle gjøres motsatt – størst mulig prisvirkning – må forholdet til EU-retten vurderes nøye. I så fall er det også et åpent spørsmål om opsjonene ville hatt ønsket virkning, eller 'bare' resulterte i økt eksport.

15.4.2 Energiopsjoner for produksjon

En energiopsjon for produksjon innebærer at en kjøper har sikret seg at en viss mengde kraft er tilgjengelig i en gitt periode. I praksis så innebærer det å kjøpe en fysisk rettighet for å få vannkraftprodusentene til å holde igjen vann tilsvarende en avtalt energimengde i tilfelle det blir behov for å utløse opsjonen. Hensikten er å redusere sannsynligheten for rasjonering.

En vannkraftprodusent som inngår en opsjonsavtale i Norge, vil spare mer av vannet før opsjonen eventuelt innløses for å være sikker på at avtalen kan holdes og kraften kan leveres. Det medfører isolert sett at prisen før opsjonen utløses stiger. Utfordringen er at andre vannkraftprodusenter som ikke har en opsjonsavtale da vil produsere mer enn hva de ellers ville ha gjort. Dermed så endres ikke den fysiske situasjonen totalt sett, og prisvirkningene uteblir trolig. Det blir ikke mer vann å bruke i en knapphetssituasjon, noe som jo er hensikten med tiltaket.

For å være sikker på at tiltaket fører til at vannkraftprodusentene samlet sett holder tilbake mer vann enn hva som ellers ville skjedd, vil det derfor være nødvendig å kjøpe opsjoner for store deler av det som trengs for å dekke forbruket i perioden det gjelder. Å innføre energiopsjoner av et slikt omfang, tilsvarer da å innføre magasinrestriksjoner (se kapittel 15.2), eller at Statnett i praksis overtar vann-disponeringen i Norge (Statnett 2005).

15.4.3 (Effekt- og) energigarantier – energiopsjon uten utløserfunksjon

Flere produsenter har foreslått en mekanisme som kan kalles en energigaranti. Det innebærer at produsentene gjennom en auksjonsløsning forplikter seg til å garantere at et visst energivolum er tilgjengelig i markedet til bestemte tidspunkt, for eksempel utover våren. Det avtalte volumet skal eventuelt tilbys markedet på ordinær måte, for eksempel i spotmarkedet og/eller i reserve-markedene, og til priser bestemt av den enkelte produsents vannverdier. Dette innebærer ikke en garanti for at volumet blir tatt i bruk. Det vil avhenge av om produsenten verdsetter volumet høyere enn markedspris.

En garanti, i motsetning til en opsjon, innebærer at volumene skal frigis automatisk når man kommer til en bestemt dato, eller i løpet av angitte uker, for eksempel i vårknipa (før snøsmeltingen kommer skikkelig i gang).

Hypotesen er at en slik garanti vil sammenfalle med de eksisterende insentivene til å spare vann til vårknipa, og at kostnaden ved en slik garanti derfor vil være beskjedent. Den automatiske utløsningen, og det at produsentene selv kan disponere reserven i utløsningsperioden, bidrar til å unngå uheldige markedstilpasninger som følge av reserven.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Prisvirkningene av dette tiltaket avhenger først og fremst av omfanget av statens kjøp av slike garantier. Selv om dette er utformet som garantier, har garantiene noen fellestrekk med energiopsjoner for produksjon (se kapittel 15.4.2).

Om staten kjøper garantier tilsvarende en liten andel av forventet forbruk for den perioden staten velger å kjøpe, er det tvilsomt om tiltaket vil ha noen virkning overhodet. Årsaken er at for resten av den nødvendige produksjon vil produsentene ta innkjøpet av garantier i betraktning når de beregner vannverdier. Vi kan tenke på dette som at garantien er knyttet til et eget 'reservelager'. Markedsverdien for øvrige aktører og magasin av å holde reserve blir da noe lavere enn om reservelageret ikke fantes.

Skal tiltaket ha noen virkning på prisene eller på samlet magasindisponering, må staten dermed kjøpe garanti for det en mener er nødvendig produksjon i Norge gjennom hele vinteren. Spørsmålet da er om kjøpet fører til at det lagres mer for vinteren sett under ett enn uten ordningen. Hvis det er tilfellet, vil produksjonen høsten forut bli mindre enn den ellers ville ha blitt, og prisene gjennom høsten vil bli høyere enn ellers. For vinteren blir resultatet motsatt – forventet pris blir lavere enn uten tiltaket. Siden det er lagret mer for vinteren vil konsekvensene av ubehagelige overraskelser gjennom vinteren mindre, men muligheten for flomtap blir større.

Hvis staten kjøper mindre enn produsentene samlet sett ville lagret på egenhånd, er spørsmålet om produsentene likevel vil gjøre slik de hadde tenkt var optimalt, eller om de vil stole på at staten har gjort en riktig vurdering og dermed produsere mer i løpet av høsten enn de ellers ville ha gjort. I så fall fører tiltaket til lavere priser om høsten og mulighet for svært høye priser utover vinteren.

Et annet spørsmål er om tidsprofilen staten legger opp til avviker fra hva aktørene selv ville ha lagt opp til. Hva skjer om staten for eksempel kjøper mer for februar og mindre for mars enn aktørenes egne planer? Det er grunn til å tro at dette ville ført til relativt høye priser i produsentenes salgsbud for februar, med det resultat at faktisk produksjon i februar blir slik den ellers ville ha blitt. For mars ville det så blitt motsatt – salgsbudene ville trolig reflektert at sparingen i februar var slik produsentene ville ha lagt opp til uansett, og dermed føre til at prisene i mars i realiteten ikke endres med tiltaket.

Her kommer en viktig forskjell mellom garanti og opsjon til syne. Med garanti kan produsenter som mener staten har kjøpt for lite (mye) pris vannet sitt så høyt (lavt) at den faktiske produksjon blir slik den ville ha blitt uten garantier. Med opsjon er det nærliggende å tro at staten ville ha stolt på egne vurderinger, og bedt om produksjon slik opsjonene tilsier.

Samlet sett tilsier dette at det er høyst usikkert om energigarantier vil føre til noen annen magasindisponering og dermed andre priser enn vi ville hatt uten garantiene. Det kommer an på hvordan staten eventuelt fastsetter volumet og i hvilken grad produsentene setter egne vurderinger til side, til fordel for statens. Utvalget har ikke forutsetninger for å vurdere hvordan produsentene enkeltvis eller samlet vil reagere i møtet med statens eventuelle etterspørsel etter energigarantier. Hvis staten mener at den er bedre egnet til å styre uttaket fra samtlige magasiner, er det ikke åpenbart at det er nødvendig for staten å betale produsentene for retten til å gjøre det.

Å innføre energigarantier av et slikt omfang, tilsvarer da å innføre magasinrestriksjoner (se kapittel 15.2), eller at Statnett i praksis overtar vanddisponeringen i Norge (Statnett 2005)

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Gitt analysen over er det vanskelig å se at tiltaket er egnet til å påvirke forbruket, med mindre produsentene endrer adferd og det blir 'statens produksjonsplan' som realiseres.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Det er to utfall som virker mulige: enten blir resultatet at priser og forsyningssikkerhet ikke påvirkes, eller alternativt blir priser og sannsynlighet for knapphet diktert av statens profil for kjøpet av energigarantier. I sistnevnte tilfelle kan resultatet enten bli høyere priser om høsten og lavere priser om vinteren, eller motsatt. Tilsvarende kan forsyningssikkerheten bli bedre eller dårligere. Det vil i praksis avhenge av statens evne til å forvalte magasinene. Gitt kompleksiteten i det, men noe over 1000 magasiner med ulike karakteristika, er det ikke åpenbart at statens vurderinger vil være bedre enn produsentenes.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Å utforme et praktisk opplegg for energigarantier som med rimelig sikkerhet fører til høyere forsyningssikkerhet og/eller lavere eller mer stabile priser, fremstår som en svært komplisert oppgave som det er uvisst om staten har forutsetninger for å løse. Staten vet ikke noe mer om fremtidig kraftetterspørsel, fremtidig tilsig og prisforhold i naboland enn aktørene gjør. Hadde staten hatt slik innsikt, ville det være mer nærliggende å dele slik informasjon med både tilbuds- og etterspørselssiden i markedet.

Rettslig sett kan innføring av energigarantier bli krevende, og særlig dersom formålet er å påvirke nasjonale kraftpriser (jf. punkt 14.1.4), men barrieren er lavere om energigarantier utformes med et mål om minst mulig virkning på prisen og bedre kontroll på forsyningssikkerheten.

15.4.4 Overføringskapasitet (innenlands) utover det samfunnsøkonomisk lønnsomme

Under energikrisen har vi sett til dels svært store prisforskjeller mellom prisområdene i Sør-Norge (NO1, NO2, NO5) og prisene i Nord-Norge (NO3, NO4). Prisene i Sør-Norge har til dels vært svært høye, mens de i Nord-Norge har vært normale og til dels svært lave. Sommeren 2023 falt prisene kraftig på Østlandet og i Bergens-området, mens prisene i NO2 har holdt seg forholdsvis høye. Hovedårsaken er at Nord-Norge og senere Østlandet og deler av Vestlandet har (hatt) et stort kraftoverskudd og en flaskehals mot sør på grunn av stort tilsig i disse områdene. Fordi overføringsforbindelsen mellom nord og sør er langt sterkere i Sverige enn i Norge, så har vi eksportert kraft fra Nord-Norge til Sverige samtidig som vi importerer kraft til Sør-Norge. Se også kapittel 7.1.

En styrket innenlands overføringskapasitet, både ved å fysisk bygge mer nett, ved å utnytte eksisterende nett bedre og benytte teknologi (fasevidere) til å tvinge strømmen til å gå innenlands, vil bidra til å utjevne prisforskjellene mellom landsdelene.

Statnett har allerede et klart formulert ansvar for å utvide kapasiteten i transmisjonsnettet i takt med hva de finner samfunnsøkonomisk lønnsomt. Et viktig verktøy i så henseende er Statnetts nettviklingsplaner. Vi legger derfor til grunn at Statnetts nettviklingsplaner inneholder de forsterkninger som i utgangspunktet er samfunnsøkonomisk lønnsomme (jf. vedtektene til Statnett SF).

Spørsmålet vi har sett nærmere på er at man i tillegg tenker seg at overføringsnettet forsterkes ytterligere, slik at prisforskjellene mellom landsdelene blir enda mindre og eventuelt forsvinner tilnærmet fullstendig. Vurderingen tar utgangspunkt i en situasjon som i 2022 og 2023, med betydelig kraftoverskudd i nord og en mer balansert situasjon sør. Det må understrekes at kommentarene nedenfor om nord vs. sør er knyttet til dette. En annen gang ressursene er

skjevfordelt kan det være motsatt, slik at det er i nord det er høye priser, mens det er betydelig overskudd i sør. Vi forsøker ikke å konkludere om nord vs. sør med disse vurderingene.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Økt overføringskapasitet mellom landsdelene vil bidra til å utjevne prisene innenlands. Forbruket er langt større i sør enn i nord, slik at det er naturlig å anta at det i 2022 ville vesentlig større innenlandsk nettkapasitet ha ført til noe lavere priser i sør og mye høyere priser i nord. Det er nærliggende å tro at samme gjelder mellom NO2 (Kristiansand) og andre budområder for sommeren 2023 – vannmengdene i NO1 og NO5 er først og fremst veldig store relativt til magasinkapasiteten i disse budområdene, ikke i forhold til samlet forbruk og magasinkapasitet i NO1, NO2 og NO5 til sammen.

I en rapport bestilt av Olje- og energidepartementet ble det gjennomført en analyse av konsekvensene for kraftmarkedet ved å øke overføringskapasiteten mellom prisområdene i dagens situasjon under ulike forutsetninger for gasspriser (AFRY og Menon 2022). I den analysen øker prisene betydelig i nord, og det blir mindre spill av vann. Prisene i sør faller, men på langt nær så mye som de øker i nord.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

For produsentene innebærer en økt overføringskapasitet at magasindisponeringen vil endre seg. Produsentene i nord kan tappe magasinene lenger ned i enkelte perioder som følge av økt overføringskapasitet (AFRY og Menon 2022). I sør gir større overføringskapasitet den motsatte effekten, men virkningen er svakere. For produsentene i nord vil tiltaket medføre økte insentiver for å investere i mer kraftproduksjon. For produsentene i sør vil tiltaket virke motsatt, men fordi prisvirkningene er langt svakere påvirkes investeringsinsentivene i mindre grad.

Særlig for forbrukere i nord vil økte priser medvirke til økte insentiver til energieffektivisering. For strømlleverandørene kan mindre forskjeller mellom prisområdene gjøre det lettere å tilby fastprisavtaler, som igjen kan bidra til mer forutsigbare og stabile priser for forbrukerne.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Økt overføringskapasitet mellom landsdelene som er samfunnsøkonomisk lønnsom medfører en styrket forsyningsikkerhet og en mer effektiv utnyttelse av ressursene. Hvis budområdene blir større, så er det potensial for større volum og bedre likviditet i de finansielle markedene.

Bygger vi derimot langt mer infrastruktur, så innebærer det at ressursene samlet sett utnyttes mindre effektivt. Da svekkes prissignalene som er viktig for å lokalisere produksjon og forbruk der behovet og mulighetene er størst. La oss se for oss to situasjoner, en hvor det er prisforskjeller mellom landsdelene og en annen hvor prisene er tilnærmet like.

En aktør som ønsker å bygge en fabrikk hvor kraft er en viktig innsatsfaktor vil i den første situasjonen naturlig nok lete etter de områdene hvor prisene er lavest. Etablering av fabrikken øker etterspørselen i området og prisen øker. Da reduseres prisforskjellene mellom områdene. I den andre situasjonen vil andre faktorer enn kraftprisen spille inn ved lokalisering. Det betyr at fabrikken kan bli lokalisert et sted hvor det reelt sett er eller lett kan bli knappere med nettkapasitet. Det utløser igjen utbygging av mer nett for å redusere prisvirkningen. Totalkostnadene i systemet øker. Det samme skjer med hvor ny produksjon blir lagt, men med motsatt fortegn.

Det medfører totalt sett at investeringene i infrastruktur blir langt høyere enn ellers. Det belastes alle kunder over nettleia. Forbrukerne får med andre ord høyere totalkostnader.

En økt overføringskapasitet innenlands kan medvirke til at mindre kraft sendes fra nord til sør via Sverige. Det kan innebære mindre handel med særlig Sverige. Samlet vil dette bety at overføringstapene i nettet blir redusert. Høyere overføringskapasitet kan potensielt også redusere flomtap der vi i dagens situasjon må begrense produksjon på grunn av for lite lokal etterspørsel og for liten nettkapasitet.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Ettersom prisene stiger i nord og reduseres i sør, så vil fordelingsvirkningene mellom aktørene bli forskjellig i landsdelene. I nord vil produsentene få økte inntekter, mens forbrukerne får økte utgifter. Det motsatte er tilfelle i Sør-Norge, produsentene får noe lavere inntekter og forbrukerne noe lavere utgifter.

Eiernes endringer i utbytte vil følge det samme mønsteret, mens det er mer usikkert hvordan statens samlede inntekter påvirkes.

I dagens situasjon begrenses nettutbygging blant annet av at transmisjonsnett er svært kapitalkrevende. Om Statnett bygger mer overføringskapasitet enn de selv finner lønnsomt for samfunnet, er det nærliggende å legge til grunn at Statnetts kostnader øker mer enn dagens tariffer gir rom for, spesielt hvis ikke energiforbruket øker tilsvarende. Det tilsier at tiltaket medfører høyere nettatariffer enn vi ellers ville hatt. Det europeiske regelverket for tariffing er slik at kostnadsøkningen må bæres av strømkundene – ikke av produsentene. Den norske praksisen er slik at kraftintensiv industri har betydelig rabatt på nettariifene. I praksis vil tiltaket derfor føre til høyere nettatariffer spesielt for husholdninger og for næringslivet, mens økningen for kraftintensiv industri vil bli noe mindre.

Økt utbygging av nett som følge av dette tiltaket medfører større naturinngrep, uten at det nødvendigvis bidrar til redusert klimagassutslipp som følge av økt elektrifisering.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Det er tar lang tid å bygge nytt nett. I Strømnettutvalgets rapport ble det pekt på at det tar mellom 7 og 14 år å bygge nytt sentralnett. Selv om det arbeides med å redusere ledetidene, så vil det aldri bli et kortsiktig grep for å utjevne prisforskjellene innenlands.

15.4.5 To-pris: En pris innenlands og en pris for kraftutveksling

For å få en egen pris for handel over utenlandsforbindelsene kan det opprettes en egen auksjonsløsning. Enten som en felles auksjon for alle utenlandsforbindelsene, som en separat auksjon for hver forbindelse, eller en kombinasjon med felles auksjon for noen forbindelser. En separat auksjon for hver forbindelse kan ha visse fellestrekk med løsningen som ble skissert med eget budområde. Her vil vi imidlertid rendyrke analysen ved å ta utgangspunkt i at det avholdes separate auksjoner for en eller flere forbindelser. På grunn av markedskoblingen med resten av Europa er det nærliggende å tenke på dette slik at det først arrangeres en separat auksjon for Norge og at utenlandsforbindelsene deretter inngår i den europeiske spotauksjonen.

Handelen på Englandskabelen (NSL) gjennomføres i dag ved hjelp av en egen auksjon. Dette har bakgrunn i Storbritannias utreden av EU, og at EU ikke ville akseptere at Storbritannia skulle få delta i de felles-europeiske spot- og intradag auksjonene. Det måtte derfor etableres en separat løsning for krafthandelen mellom Norge og Storbritannia. Det gjennomføres en implisitt auksjon (kombinert beregning av pris og flyt) med priskobling mellom budområdene NO2 og Storbritannia. Denne auksjonen har stengetid kl. 10.50 (norsk tid) og resultatene foreligger kort tid etter (Bjørndalen og Hagman, NO2 and NSL auctions - consequences for NO2 of a separate trading solution for NSL 2019).

Aktører som har kjøpt eller solgt i NO2 i NSL-auksjonen kan delta i den felleseuropeiske auksjonen (SDAC) kl 12:00. Potensielt kan en aktør kjøpe i NSL auksjonen og selge det samme volumet i SDAC.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Over tid er det ikke grunn til å tro at prisen som dannes på en separat auksjon vil være systematisk forskjellig fra kraftprisen i det relevante budområdet i Norge. Dersom det hadde vært systematiske forskjeller i pris på auksjonene, vil markedsaktørene ha insentiver til å flytte handelsvolumet til den auksjonen de forventer skal gi mest avkastning. Slik vil aktørenes agering bidra til å utjevne prisforskjeller over tid.

Rent praktisk kan vi tenke oss dette gjennomført på følgende måte: Klokkene 10:00 hver morgen kjøres en lukket auksjon for Norge og deretter kjøres SDAC-auksjonen (dagens spotmarked) klokken 12:00 som vanlig. Aktørene i Norge må formodentlig kunne velge hvilken auksjon de deltar i. La oss som utgangspunkt anta at alle tar sikte på å kjøpe eller selge det de har planlagt for neste døgn allerede i den norske auksjonen. Hva som videre skjer, avhenger av om aktørene samlet sett ser for seg at Norge skal importere eller om Norge skal eksportere.

Om Norge er i en klar importsituasjon, vil kjøpsinteressen være større enn salgsinteressen i den norske auksjonen. Det er nærliggende å tro at det vil resultere i en relativt høy pris i Norge. Noen kjøpere vil da ikke få kjøpt inn det de hadde sett for seg, og vil dermed legge inn kjøpsbud i SDAC. Produsentene har på sin side kanskje fått solgt det de hadde planlagt og legger kanskje ikke bud i SDAC i det hele tatt.

Dersom kjøperne skal få kjøpt det de mangler etter den første auksjonen, må de i hvert fall være forberedt på å betale mer enn prisen i naboland. Om de må betale mer i SDAC enn de fikk betale i den norske auksjonen, kan vi naturligvis ikke vite. Det interessante er hva som skjer neste dag.

La oss først anta at kjøperne erfarte at det ble svært kostbart å kjøpe det de manglet i SDAC. Neste dag vil de, alt annet likt, derfor signalisere noe sterkere kjøpsinteresse i den norske auksjonen. Produsentene vil på sin side se at de kunne ha fått bedre betalt den første dagen om de hadde solgt litt mindre i den norske auksjonen og heller solgt litt mer i SDAC. For dag 2 kan vi derfor forvente at prisene i den norske auksjonen er noe høyere og i SDAC er de litt lavere.

Slik forflytning av kjøps- og salgsinteresse vil fortsette til prisene i begge auksjoner er om lag like.

Om Norge alternativt er i en klar eksportsituasjon, vil bildet være motsatt. Resultatet vil imidlertid bli det samme – kjøps- og salgsinteressene vil pendle mellom auksjonene til prisene er like. Om det er usikkert om vi er i import- eller eksport-situasjon, tar denne pendlingen lenger tid og det kan bli tilfeldige forskjeller. Men over tid er det ingen grunn til å tro at man oppnår systematiske prisforskjeller i de to auksjonene. Hvis man observerte det, vil kjøps- og salgsinteresse forflytte seg mellom auksjonene.

En kan tenke seg en variant av dette, der norske aktører ikke fikk adgang til å delta i SDAC, men måtte gjøre alle sine handler i den norske aktøren. I så fall er vi avhengig av at 'noen' har fått i oppdrag å selge i den norske auksjonen når vi skal importere og kjøpe når vi skal eksportere. Rent bortsett fra at det er vanskelig å se for seg hvordan noen skulle kunne gjøre dette i praksis, er det også vanskelig å se ta stilling til økonomien ved et slikt arrangement. Dels vil aktøren være bundet til å delta med motsatt fortegn i to auksjoner hvor prisene ikke nødvendigvis henger spesielt godt sammen, og dels vil aktøren skiftevis stå for netto eksport og netto import i et mønster som kan være svært krevende å forutse. Vi vurderer derfor ikke en slik variant videre – det er for mye som er for uklart til at gir mening å analysere.

Det som imidlertid er temmelig klart, er at en handelsløsning der aktørene kan velge mellom en norsk og en europeisk auksjon ikke vil bidra til et mål om å redusere prissmitten over utenlandsforbindelsene, men vil kunne resultere i en mindre effektiv handel blant annet som følge av at likviditeten i markedet fordeles mellom ulike auksjoner.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

De administrative barrierene ved en slik løsning er nok ikke uoverstigelige – det var for eksempel ikke altfor krevende for Statnett å legge til rette for to auksjoner knyttet til NSL. Så lenge det er frivillig for aktørene å delta, er det heller ikke nødvendigvis en voldsomt stor byrde for aktørene. Derimot vil en slik løsning skape ikke ubetydelig usikkerhet for aktørene, spesielt de mindre. Det er også vanskelig å se for seg at noen aktører skulle kunne se noen gevinst ved et opplegg som skissert.

Statnett vil få en betydelig praktisk utfordring med å beregne hvilken intern nettkapasitet i Norge som kan gjøres tilgjengelig for en norsk auksjon allerede klokken 10:00. For at aktørene skal få rimelig mulighet til å forberede sine bud, må de ha informasjon om tilgjengelig kapasitet i god tid før auksjonen. Løsningen ville også skape betydelige utfordringer for kapasitetsberegningen som koordineres i hele Norden. Det er usikkert om det er praktisk mulig – det måtte eventuelt Statnett vurdert nærmere.

Så lenge deltagelse er frivillig, er det ikke åpenbart at løsningen kommer i konflikt med markedsreglene fra EU, og da spesielt forordningen om kapasitetsallokering og håndtering av flaskehals. Etableringen av NSL-auksjonen var så vidt vi kjenner til helt uproblematisk sett i forhold til denne forordningen – det var nettopp EUs motvilje mot å la Storbritannia delta i SDAC som tvang den frem. Å utelukke aktører i Norge fra deltagelse i SDAC er potensielt problematisk og vil eventuelt måtte vurderes nærmere. I en nylig dom fra EU-domstolen (C-648/18), avsagt i 2020) konkluderte domstolen med at det ikke var forenlig med forbudet mot eksportrestriksjoner å pålegge de nasjonale elektrisitetsprodusentene å tilby all sin kraft på plattformer som forvaltes av en utpekt operatør for handelsytelser på det nasjonale markedet. Dette ville være en ordning som har tilsvarende virkning som en eksportrestriksjon, og som ikke kunne begrunnes i noe relevant unntak, ifølge domstolen. Den nasjonale tvisten gjaldt om kraftprodusenten Hidroelectrica kunne pålegges å omsette all sin produksjon via en nasjonal handelsplattform, og ikke eksportere direkte ved bilaterale avtaler. I denne saken var det med andre ord innført en handelsplattform som skulle ha monopol på handelen.

15.4.6 Regel om at en andel omsettes utenfor spot, på andre kontrakter

I Norge har kraftintensiv industri stort sett langsiktige avtaler om kraftkjøp, direkte med Statkraft og/eller andre produsenter. Det er vurdert at rundt 35 TWh av vannkraften er på lange avtaler med industrien. I tillegg er omkring halvparten av vindkraften som er bygget ut på land gjort på basis av langsiktige kontrakter, såkalte Power Purchase Agreements (PPA'er).⁵⁶ I tillegg er det åpnet for at vannkraftprodusentene kan selge fastprisavtaler til forbrukere med tre, fem og syv års varighet.

Langsiktige avtaler har vanligvis en fast pris i hele perioden, eventuelt med justering av den faste prisen år for år etter en avtalt formel. I svært mange slike avtaler gjelder den avtalte prisen for et spesifisert volum, normalt også med et avtalt volum per time, dag eller måned. Fastprisavtaler til husholdningene og andre små kunder foregår ved at strømleverandører kjøper inn i engrosmarkedet, direkte fra produsent eller med terminkontrakter handlet over børs. De fleste av de langsiktige avtalene beskrevet her er finansielle avtaler, der kjøperen (eller strømleverandøren) kjøper det

⁵⁶ Fornybar Norge: Innspill til ekspertutvalget som skal vurdere prisfastsettelsen på strøm

daglige behovet i spotmarkedet, men sikres en fast pris via oppgjøret med motparten (se kapittel 6.1.3 for en grundig forklaring av forskjellen på fysiske og finansielle avtaler).

Om vi innførte en regel om at en andel av kraften må omsettes på fysiske avtaler utenfor spotmarkedet – for eksempel slik at alle kontraktene til kraftintensiv industri og alle kraftsalgsavtalene som eiere av vindkraftverk har inngått (og/eller andre avtaler) – der partene ikke trenger å forholde seg til spotmarkedet i det daglige, oppstår to spørsmål som vi drøfter nedenfor. Det første spørsmålet er om det vil eller kan utvikle seg to separate markeder med ulike priser. For det andre er det grunn til å tenke gjennom hva en slik utvikling kan bety for spotprisen og for fremtidskontrakter som er knyttet til spotprisen.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Det første spørsmålet ligner på spørsmålet om et eget budområde for kraftutveksling vil gi andre priser enn dagens arrangement. Her kan vi tenke oss at det etableres en regel slik at en bestemt mengde kraft ikke skal eller kan handles i spotmarkedet. Om det for eksempel var kraft til husholdningene eller til bestemte typer virksomheter, eller en andel av all kraftproduksjon som må omsettes i et eget marked er ikke det viktigste. Men for å knytte resonnetet til et konkret eksempel kan vi tenke oss at all kraft til husholdninger må omsettes i et separat marked.

Strømleverandører som skal kjøpe til husholdninger vil da redusere sine kjøp i spotmarkedet, sammenlignet med hva de gjør i dag. Produsentene vil da forstå at om de ikke flytter en del av sine salgsbud over til det 'nye' markedet, vil prisen i spotmarkedet bli svært lav. Produsentene vil derfor fordele sitt salg mellom spotmarkedet og markedsplassen for strømleverandører.

Dersom strømleverandørene erfarer at prisen på 'deres' markedsplass systematisk ligger over prisene i spotmarkedet, vil det være rasjonelt for dem å redusere sine kjøp på egen markedsplass og heller kjøpe noe i spotmarkedet. Om produsentene erfarer det samme, vil de forsøksvis gjøre det motsatte – flytte en del av planlagt salg til strømleverandørens markedsplass. Denne flyttingen vil formodentlig gå frem og tilbake, slik at over tid blir prisene i gjennomsnitt om lag den samme.

Det sentrale poenget her er at markedsverdien av kraften som er tilgjengelig ikke er avhengig av hvor den omsettes, men av det samlede tilbudet og den samlede etterspørselen.

Nå kunne vi satt opp eksemplet litt annerledes, for eksempel ved at strømleverandørens markedsplass kun hadde kontrakter med lang varighet. Om vi rent hypotetisk forutsatte at strømleverandørene helt perfekt kunne forutsi hvor mye kundene deres kommer til å forbruke i den enkelte time en hel måned frem i tid, vil de ikke måtte bruke spotmarkedet for å justere innkjøpet. Resultatet ville imidlertid blitt det samme, fordi produsentene jo ville selge tilsvarende mindre i det normale spotmarkedet. Ordningen ville ta bort like mye produksjon som forbruk fra spotmarkedet. Skulle det etablere seg en annen pris i strømleverandørens marked, måtte man innført forbud eller påbud om bruk av bestemte markedsplasser for å hindre aktørene fra å tilpasse sin adferd slik at prisene blir like.

Det andre spørsmålet handler om likviditet og tillit til prisen i spotmarkedet som informasjonsbærer for verdien av en ekstra enhet energi. Vi kan tenke oss en situasjon der mye av kraften omsettes slik at partene i liten grad bruker spotmarkedet. Frem til slutten av 1990-tallet var det slik spotmarkedet i Norge og Norden fungerte. Brorparten av alle langsiktige avtaler var fysiske avtaler og bare en liten andel av det samlede kraftforbruket ble omsatt i spotmarkedet.

En av årsakene til at det utviklet seg slik var at aktørens kostnader ved å handle på kraftbørsen primært var knyttet til et gebyr per kWh som ble kjøpt og solgt. Vertikalt integrerte selskap som både

hadde kraftproduksjon og kraftomsetning til sluttbrukere la derfor bare sin nettoposisjon inn som et kjøps- eller salgsbud til kraftbørsen. Skulle de både kjøpe og selge omtrent like store volumer ville de måtte betale et svært høyt volumgebyr.

På et tidspunkt førte blant annet bekymring for om spotprisen var representativ til at kraftbørsen startet å beregne det såkalte volumgebyret basert på aktørenes netto volum. Dersom aktørene ikke endret sine vurderinger bak budene, men 'bare' overlot til kraftbørsen å beregne den enkelte aktørs netto kjøps- eller salgsinteresse, ville prisen bli den samme som før. Børsens samlede gebyrinntekter ville også bli som før. Men alle ville nå vite at et vesentlig større volum enn før lå til grunn for prisdannelsen. Dermed økte tilliten til at spotprisen var et korrekt uttrykk for markedsverdien av kraft.

Det la i sin tur grunnlaget for at stadig mer av handelen med fremtidskontrakter ble utformet som finansielle avtaler – fordi aktørene kunne stole på at avregningen av finansielle avtaler var basert på markedsverdier og ikke bare en eller annen spotpris som ble 'diktert' av enkeltaktører.

En regel om at en andel av kraften skal omsettes utenfor spotmarkedet vil derfor, om den virker etter hensikten, ikke bidra til systematisk høyere eller lavere priser for noen (med mindre den innebærer et handelsforbud eller -påbud for bestemte aktører). Derimot vil den bidra til svekket tillit til spotmarkedet og øke kostnadene for dem som etterspør langsiktige avtaler og langsiktig prissikring. Om regelen ikke lykkes, vil den ikke ha noen virkning på prisdannelsen, men da vil den også være overflødig og 'bare' medføre administrative kostnader.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Redusert tillit til spotprisen som informasjonsbærer har i første omgang virkninger for de som vil prissikre fremtidig produksjon eller forbruk. De må regne med at prissikringen blir dyrere, som forklart ovenfor.

Redusert tillit til spotprisen vil også føre til at forbruk eller produksjon som er fleksibelt og med letthet kan tilpasses spotprisen ikke nødvendigvis justerer forbruk eller produksjon i henhold til hva som er mest økonomisk for samfunnet. I praksis vil forbruk og etterspørsel (fortsatt) måtte knyttes til spotpriser, men faren for at spotprisen ikke lenger reflekterer verdien for samfunnet av en marginal endring vil i praksis føre til at spotprisen av og til er høyere eller lavere enn verdien for samfunnet.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Uten svært detaljerte analyser er det vanskelig å fastslå om redusert tillit til prisene også vil føre til for eksempel større behov for fleksibilitet på produksjons- eller forbrukssiden i markedet. Tilsvarende er det så vidt vi kan se ikke grunnlag for å ta stilling til om og eventuelt hvordan forsyningssikkerheten påvirkes av en regel som forklart over.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Generelt vil økte kostnader for prissikring gjøre det vanskelig for aktører på både tilbuds- og etterspørselssiden i markedet å treffe sine investeringsbeslutninger. Alt annet likt vil det sette ned tempoet i energiomstillingen. Om virkningene kommer i form av redusert produsentoverskudd eller redusert konsumentoverskudd har vi ikke grunnlag for å mene noe om.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Som antydnet ovenfor er det trolig enkelt å gjennomføre tiltaket i en form som ikke har praktisk betydning for prisdannelsen. Om tiltaket derimot skal ha betydning for prisdannelsen, er den viktigste utfordringen at en må begrense (noen) aktørers rett til selv å velge hvor og i hvilken form de

vil kjøpe eller selge kraft. Som forklart i kapittel 15.3 er det usikkert om det kan finnes et arrangement som står seg rent juridisk.

15.4.7 Norgespris – en pris for forbruk over hele landet

Det er minst to ulike måter for å oppnå en felles pris for hele Norge. Den ene metoden er å definere hele Norge som et budområde. Den andre er å gjøre som i Italia hvor det er en felles pris for forbruk over hele landet, mens produsentene forholder seg til syv ulike budområder.

Prisvirkninger av ett felles budområde for hele landet

Norge er i dag inndelt i fem budområder, se kapittel 7.1. Inndeling i budområder er et effektivt verktøy for å håndtere flaskehalsen i nettet og sørge for balanse mellom forbruk og produksjon. Å fjerne budområdene vil medføre at overføringsbegrensninger i strømmettet må løses på andre måter, for eksempel mothandel, se kapittel 7.1.

Hvis budområdene fjernes i hele landet vil man få samme pris til alle forbrukere i hele landet. Dersom en fjerner budområdene vil imidlertid aktørene ikke lenger få signaler gjennom prisen om hvor det er mest verdifullt for samfunnet å øke eller redusere produksjon og forbruk. I områder med knapphet på kraft får alle aktører et incitament til å øke produksjonen mens reduksjoner i forbruket belønnes, noe som bedrer krafttilgangen og forsynings sikkerheten. I tillegg bidrar områdepriser til å synliggjøre behovet for mer langsiktige tiltak i kraftsystemet.

Prisvirkninger av en italiensk løsning – prisutjevning mellom forbrukere

Italia har syv budområder (Norge har fem og Sverige fire). De har imidlertid en spesiell løsning som sikrer at forbruk i Italia stilles overfor like priser uavhengig av budområde (Prezzo Unico Nazionale (PUN) betyr en nasjonal pris). Euphemia (se kapittel 6.4) beregner først en pris i hvert budområde, også for de syv italienske. Alle produsenter får betalt i henhold til hvilket budområde de er tilknyttet. Deretter beregnes det en lik pris for alle forbrukere i hele landet, slik at inntektene fra salg til denne prisen dekker kostnadene ved å kjøpe til de syv ulike soneprisene (samtidig som det tas hensyn til import og eksport).

Dette svarer til at forbruk i soner med lav pris til produsenter reelt sett dekker en del av kostnadene knyttet til forbruk i soner med høy pris. Løsningen, både slik den er implementert i Italia og andre måter å gjennomføre en spleis på, fører til at noe av forbruket i soner med høy pris til produsentene kommer i stedet for forbruk i soner med lav produsentpris. Verdiskapingen knyttet til forbruk som på denne måten blir blokkert i lavprissoner kan være høyere enn verdiskapingen knyttet til forbruket som 'kommer inn' i høyprissoner på grunn av utjevningen.

Med den italienske løsningen får alle forbrukere det samme prissignalet uansett hvordan de er lokalisert. Prissignalene til forbrukssiden fører til et mindre optimalt forbruksmønster. Det lønner seg mindre å spare i områder som har høye produsentpriser, og det forbrukes ikke så mye som det burde i områder med lave produsentpriser. Dessuten fører det til at lokaliseringssignalene for nytt forbruk blir svekket. Det betyr at nytt forbruk har mindre insentiver til å lokalisere seg på et sted som sikrer den mest effektive utnyttelsen av ressursene.

Hvordan påvirker tiltakene adferden til aktørene langs verdikjeden?

Sammenlignet med dagens situasjon vil felles pris for alle aktører, eller bare felles pris for alle forbrukere, påvirke forbruksbeslutninger og eventuelt produksjonsbeslutninger. Som skissert ovenfor vil forbruket i dagens budområder med høy pris kunne bli noe høyere, mens forbruket i budområder med relativt lav pris vil bli noe lavere. På sikt kan også aktørenes investeringer bli påvirket, fordi prisutjevningen påvirker deres forventede inntekter eller kostnader.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Med et felles budområde for hele landet, vil Statnett i mindre grad enn i dag kunne bruke resultatet av spotmarkedet til å sjekke at aktørenes planer for morgendagen faktisk kan gjennomføres og at nettkapasiteten er tilstrekkelig. En praktisk konsekvens kan være at siste frist for balanseansvarlige for å varsle Statnett om planlagt produksjon og salg må fremskyndes og komme tidligere enn dagens frist på 45 minutter før driftstimen. Det kan eventuelt bety at norske markedsaktører ikke kan delta i intradag-markedet like lenge frem mot driftstimen som deres skandinaviske kolleger. På sikt kan dette bety at det blir vanskelig for norske aktører å få realisert markedsverdien av sin fleksibilitet. Dette gjelder både produksjon og forbruk (industri).

En del av de samfunnsmessige kostnadene som i dag kommer til uttrykk som prisforskjeller mellom budområder vil med den skisserte endringen i stedet komme som kostnader for Statnett til mothandel og andre tiltak for å sikre at markedsaktørenes planer kan gjennomføres. Basert på erfaring fra Tyskland er det grunn til å tro at kostnadene ved mothandel er høyere for samfunnet enn løsningen vi har i Norge i dag. I et rent vannkraftsystem som Norge kan systematisk mothandel i en region utfordre forsyningssikkerhet.

Begge modeller for felles pris vil også påvirke naboland. Som nevnt i faktaboks om kapasitet (kapittel 5.6) er kapasiteten mellom budområder avhengig av fordelingen av produksjon og forbruk mellom budområder. Hvis Norge reduseres fra fem til et budområde, blir informasjonen som kan formidles til markedet om handelskapasitet mindre detaljert og mindre i samsvar med de fysiske realitetene i nettet. Med mindre løsningen gjøres om lag som den kommende italienske ordningen, der detaljene enda ikke er klare, vil endringen etter alt å dømme komme inn under reglene for endring av budområder (CACM). Prosessen er regulert i detalj for å sikre at alle land, uavhengig av størrelse, får lik innflytelse over endringer som kan påvirke naboer negativt. Det kan ta flere år å gjennomføre en slik prosess.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

En praktisk utfordring med den eksakte løsningen Italia benytter er at den forsinker beregningen av spotprisen for alle de andre budområdene i Europa. De europeiske kraftbørsene har derfor varslet italienske myndigheter at de fra 2025 ikke lenger vil beregne PUN som en integrert del av markedsløsningen. I stedet vil de lage en etterberegning som beregner hvilken pris Italia må ha i hele landet for å minimere kostnadene ved en felles nasjonal pris.

Som forklart over vil det også være rettslige utfordringer knyttet til nabolands interesser. Inndeling i budområder er ikke utelukkende et internt norsk anliggende – det har direkte økonomisk betydning for våre naboland.

15.4.8 Innføring av makspris i engrosmarkedet

Det er flere ganger vært drøftet å sette en makspris. Det kan gjøres i engrosmarkedet eller i sluttbrukermarkedet. Vi ser på en makspris i sluttbrukermarkedet i kapittel 17.5.1.1, og konsentrerer oss her om å vurdere en makspris i engrosmarkedet.

Vi tenker oss her en regel som gjør at kraftprodusentene ikke kan gi et bud som overstiger en fastsatt makspris som er satt av norske myndigheter. Hvilket nivå den skal settes på er da en viktig beslutning som må tas, men det legges til grunn i vurderingen nedenfor at den er godt under det som har vært markedsprisen den siste tiden og nærmere en historisk gjennomsnittspris.

Hva er virkningene på priser og forsyningssikkerhet av tiltakene?

En makspris som settes godt under det som har vært markedsprisen den siste tiden vil da naturligvis føre til lavere og mer forutsigbare priser ettersom det settes et tak for hvor høy prisen kan bli. Gitt at

maksprisen er lavere enn markedsprisen i landene rundt oss, så gir det også konkurransedyktige priser.

Hvis maksprisen er satt høyere enn vannverdien er det i praksis det som setter alternativkostnaden. Det vil i praksis si en maksverdi på vannverdien. Det blir derfor ingen insentiver til å spare på vannet, da produsenten ikke får mer for vannet senere. Produsentene vil produsere mer enn de ellers ville gjort i inneværende sesong.

Tilsvarende vil forbrukere få svekkede insentiver til å spare på strømmen. Det gjør at forbruket vil bli høyere enn det ellers ville ha blitt.

Hvis maksprisen også er under prisen i andre land vi har overføringsforbindelser til, så vil det da også eksporteres mer enn det ellers ville blitt. En makspris fører i denne situasjonen til at vi selger strømmen til utlandet billigere, og reduserer verdiskapingen fra den norske vannkraften.

Ettersom det norske vannkraftbaserte systemet er begrenset på tilbudssiden av tilsiget til vannmagasinene gir denne utviklingen utfordringer over tid. Ettersom prisen ikke lenger gir signaler om knapphet, vil magasinene tappes lengre ned enn de ellers ville ha blitt. Da er det fare for at forsyningssikkerheten blir utsatt, og at situasjoner med rasjoneringen oppstår langt hyppigere enn i dagens situasjon.

Hvis vi i en situasjon med knapphet her hjemme har en makspris som er høyere enn i landene rundt oss, så kan vi importere kraft og på den måten trygge forsyningssikkerheten. Hvis maksprisen derimot er lavere enn prisene rundt oss vil det ikke bli importert kraft, og vi må håndtere situasjonen med rasjonering.

Hvis vi skal unngå at en makspris som er satt under prisen i andre land skal føre til eksport, så blir det nødvendig å begrense eksporten til andre land. Det er flere måter å gjøre det på, noen av de er vurdert i dette kapittelet i avsnitt 15.1 og 15.2, samt i kapittel 12. Selv om vi klarer å redusere eksporten, så er vi avhengig av import i en knapphetssituasjon, ikke minst i tørrår. Og selv om nabolandene ikke går til motreaksjoner med å redusere våre muligheter for import som konsekvens, så vil det ikke bli importert så lenge maksprisen er under markedsprisen i andre land.

Hvilke effekter for tiltakene for andre deler av kraftsystemet?

En makspris setter et tak på hvor høy prisen kan bli. Det gir svekkede insentiver for aktørene til å investere i ny produksjon, og det svekker forbrukernes insentiver til energieffektivisering.

Med en makspris som er lavere enn markedsprisene i landene rundt oss, så gir det insentiver til at ny industri vil lokalisere seg i Norge. Det betyr at etterspørselen øker, men ettersom prisen ikke gir insentiver til ny kraftproduksjon, så forverres ressursbalansen ytterligere og forsyningssikkerheten blir stadig mer utsatt.

For å unngå dette så må man sette i verk avbøtende tiltak. Da kan man enten nekte nytt forbruk å knytte seg til kraftsystemet, subsidiere utbygging av kraftproduksjon eller energieffektivisering, eller subsidiere fleksibilitet i forbruk.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Den største barrieren for å gjennomføre tiltaket er at det løpende må fattes en rekke tiltak fra myndighetene for å sikre balansen i systemet på kort og lang sikt når prisen ikke lenger reflekterer den fysiske ressurs situasjonen. Hvis dette ikke skal gå på bekostning av effektiv ressursutnyttelse og forsyningssikkerhet, må man tro at en sentral myndighet kan ha bedre informasjon og tilsigsforhold enn det som reflekteres i markedsprisen.

15.4.9 Stimulere likviditet i terminmarkedet ved hjelp av EPAD

Bedre likviditet i terminmarkedet (se kapittel 5.7.1 og 6.1.3) kan gjøre det enklere og rimeligere for strømleverandører å tilby fastpriskontrakter til husholdninger og små og mellomstore bedrifter. Det kan gi mer stabile og forutsigbare priser til forbrukerne.

En konkret mulighet er at Statnett får i oppdrag å engasjere seg i markedet for EPAD-kontrakter. EPAD betyr Electricity Price Area Differentials og benyttes for å prissikre forskjellen mellom spotprisen i et budområde og den såkalte systemprisen (se kapittel 6.4.4). I Sverige har Svenska kraftnät et pilotprosjekt der de gjennom en auksjon tilbyr seg å være motparter for EPAD-kontrakter (Svenska kraftnät 2023). Tanken er at om dette er vellykket, så skal det bli en permanent ordning der siktemålet er at Svenska kraftnät skal bidra til å styrke likviditeten i den svenske delen av terminmarkedet.

Nedenfor drøfter vi virkningene av om Statnett fikk et tilsvarende oppdrag – delta i auksjoner av EPAD-kontrakter mellom budområder i Norge og på grensene til ett eller flere naboland. En presis beskrivelse av detaljene i opplegget vil være plasskrevende, så vi henviser i stedet til Svenska kraftnäts egen beskrivelse (Svenska kraftnät 2023).

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Tiltaket vil etter erfaringene i Sverige å dømme styrke likviditeten i terminmarkedet, særlig for norske EPAD-kontrakter. Gjennom dette vil tiltaket bidra til et økt tilbud av fastpriskontrakter som kan gi mer forutsigbare og stabile priser til forbrukerne.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

For forbrukerne vil økt likviditet i terminmarkedet medvirke til at kostnadene ved å prissikre seg blir redusert, ved at strømleverandørene mer effektivt kan finne egnet prissikring. Samtidig kan fastpriskontrakter redusere forbrukernes insentiver til å være fleksible og investere i energieffektivisering, men det avhenger først og fremst av hvordan fastpriskontrakter for sluttbrukere utformes. Det konkrete tiltaket her (Statnetts deltagelse i markedet for EPAD-kontrakter) har kun indirekte virkning på strømkundene.

For kraftleverandørene gir bedre likviditet i terminmarkedet mulighet for å tilby mer attraktive fastprisprodukter til sluttbrukerne.

For kraftprodusentene innebærer det bedre muligheter til å sikre deler av kraftproduksjon og dermed kontantstrømmen for en periode. Det kan gjøre det rimeligere for kraftprodusenter å få andre aktører til å bære noe av risikoen og slik sett redusere barrierer for spesielt små eller nye aktører på tilbudssiden i markedet.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Avhengig av omfanget av og utformingen av fastpriskontrakter til strømkundene, kan motivasjon for fleksibilitet påvirkes, se kapittel 16.6.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Det blir neppe de store fordelingsmessige konsekvensene av tiltaket mellom de ulike aktørene i verdikjeden.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

På det praktiske planet må det utarbeides retningslinjer for Statnetts engasjement og for den praktiske gjennomføringen av EPAD- auksjoner. Erfaringene fra Sverige er relevante for en norsk løsning. De tyder på at tiltaket tross alt er forholdsvis enkelt å gjennomføre rent praktisk.

En tenkbar innvending mot et slikt opplegg er at Statnett med en slik rolle begynner å ligne en vanlig aktør i markedet. Om vi ser på det konkrete eksemplet fra Sverige er situasjonen at Svenska kraftnäs rolle er begrenset til å match kjøps- og salgsordre for EPAD i ulike budområder, oppad begrenset til et visst volum som avhenger av overføringskapasiteten mellom budområdene. De gjør dette uten å ta stilling til prisene i budene, men de sørger for at aktører i nabo-områder indirekte kan handle med hverandre. Man kan også legge opp dette slik at metoden for å definere volumbegrensningen er helt objektiv og 'mekanisk'. På den måten vil Statnetts eventuelle mulighet for markedsmanipulasjon være svært liten, ikke minst i praksis.

På den annen side er det viktig å se hen til erfaringene fra Sverige, som så langt er overveiende positive. De prinsipielle utfordringene er viktige momenter, men byr ikke på uløselige problemer.

På det rettslige planet er utgangspunktet i forordningen om fastsettelse av retningslinjer for langsiktig kapasitetstildeling (FCA)⁵⁷ artikkel 30 at dersom nasjonale reguleringsmyndigheter (RME i Norge) mener det er hensiktsmessig, er systemoperatørene forpliktet til å bidra til å styrke likviditeten i fremtidsmarkedene. De fleste systemoperatører i Europa gjør dette ved auksjon av langsiktige transmisjonsrettigheter. I forbindelse med evaluering av dagens regelverk har ACER anbefalt en løsning som er til forveksling lik den Svenska kraftnät prøver ut. Vi legger derfor til grunn at dersom en forutgående analyse fra RME konkluderer med at auksjonering av EPAD-kontrakter om lag slik Svenska kraftnät gjør kan styrke likviditeten i fremtidsmarkedet, og dette gjennomføres på en gjennomtenkt måte, vil dette være helt i tråd med europeisk regulering.

15.5 Informasjonstiltak rettet mot engrosmarkedet

15.5.1 Skjerpet fokus på forsyningssikkerhet i manøvreringsreglementet for magasin

En rapport fra SINTEF (2023) undersøkte produsentenes magasindisponering høsten 2021. Rapporten peker på at markedet gjennom denne perioden underestimerte hva som kunne skje frem i tid, og at produksjonen var større enn en optimal produksjon basert på forventninger som var rimelige å anta (terminpriser) skulle tilsi.

I et høringsnotat⁵⁸ pekes det på at det fra enkelte hold er tatt til orde for at Norge har overlatt for mye av ansvaret for forsyningssikkerheten til markedet, og at vannkraftprodusentene ikke har et tilstrekkelig tydelig ansvar for å bidra til forsyningssikkerheten for energi. Høringsnotatet legger frem et forslag til et skjerpet fokus på forsyningssikkerhet i vassdragsreguleringsloven og i forhold til selskapenes planlegging av manøvreringen av magasiner.

Det foreslås en permanent styringsmekanisme hvor myndighetene kan gripe trinnvis inn for å styre magasindisponeringen av hensyn til forsyningssikkerheten. Trinnene innebærer en stadig større inngripen i vannkraftprodusentenes disponering av vannet.

I høringsnotatet står det følgende (side 10):

"Virkemidlene vil fungere i trappetrinn, der den nye formålsbestemmelsen om forsyningssikkerhet og kravet om å utarbeide disponeringsstrategier ligger i bunn. Dersom kraftsituasjonen blir mer krevende, vil første trinn være at myndighetene pålegger kraftprodusentene å rapportere om produksjon og prognoser for

⁵⁷ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁵⁸ [Høring – forslag til endringer i vassdragsreguleringsloven, energiloven og tilhørende forskrifter \(styringsmekanisme for forsyningssikkerhet\) - regjeringen.no](#)

magasinfylling. I tillegg kan myndighetene kreve innsyn i disponeringsstrategiene. Dersom kraftsituasjonen forverres og ekstraordinære forhold tilsier at det kan bli knapphet på energi, kan myndighetene gripe inn overfor produsentene. I en slik situasjon vil det innføres kraftrasjonering. Ved kraftrasjonering vil det også være mulig å pålegge Statnett å begrense eksporten dersom dette er nødvendig av hensyn til forsyningssikkerheten."

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden og hva blir prisvirkningene?

Det er liten grunn til å tro at myndighetene har et bedre grunnlag til å vurdere usikkerheten enn de mange vannkraftaktørene som følger situasjonen løpende fra dag til dag. Derimot kan det tenkes at myndighetene vil ha en annen vurdering av hvilket nivå på magasinfyllingen som er nødvendig for å trygge forsyningssikkerheten. Det vil i så fall bety at innføringen av styringsmekanismen kan medføre at det holdes mer vann tilbake i vannmagasinene enn det ellers ville blitt.

En trinnvis tilnærming vil gi vannkraftprodusentene stadig sterkere signaler fra myndighetene om at det ønskelig å holde mer vann tilbake. Hvis myndighetene velger å sette i verk det første trinnet, be om at vannkraftprodusentene rapporterer om produksjon og prognoser for magasinfylling, så vil vannkraftprodusentene ta det som et signal om at myndighetene vurderer å innføre flere tiltak. Neste trinn er å kreve innsyn i disponeringsstrategiene til produsentene, og i siste ende kraftrasjonering. Utsiktene til at myndighetene tar i bruk de neste trinnene vil trolig medføre at vannkraftprodusentene holder tilbake mer vann enn de ellers ville ha gjort.

Når vannkraftprodusentene holder tilbake mer vann, så vil prisene øke. Ettersom det er mer vann i magasinene til bruk senere på vinteren, så kan det produseres mer og prisene vil bli lavere enn de ellers ville ha vært. Det kan tenkes at vannkraftprodusenter over flere år vil tilpasse seg en situasjon hvor de holder en høyere magasinfyllingsgrad enn tidligere for å unngå tiltak. Det vil trolig svekke prisvirkningene.

Den samlede effekten er det vanskelig å anslå størrelsesordenen på, men ettersom vannmagasindisponeringen blir mer forsiktig så vil det antageligvis innebære en noe høyere pris over året. Ettersom prisene stiger noe på høsten og reduseres noe på vinteren, så antyder det at prisene blir noe mer stabile. Noe høyere gjennomsnittspriser innebærer en svekket konkurransevne.

De noe høyere gjennomsnittsprisene innebærer i så fall noe sterkere insentiver til energieffektivisering og til investering i mer produksjon som i seg selv bidrar til å styrke forsyningssikkerheten.

Det er lite sannsynlig at tiltaket vil påvirke adferden til strømlleverandørene.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Styringsmekanismen gir myndighetene mulighet til å gripe inn i vannkraftaktørens magasindisponering når de har en annen risikovurdering enn aktørene. Trolig medfører tiltaket en styrket forsyningssikkerhet. Det er imidlertid ikke åpenbart at myndighetenes vurdering er bedre enn aktørens og at tiltaket dermed er nødvendig for å oppnå en definert forsyningssikkerhet til lavest mulig kostnad. Ressursutnyttelsen blir derfor mindre effektivt med tiltaket enn uten. Den økte kostnaden kan ses på som en forsikringspremie vi betaler for å styrke forsyningssikkerheten.

Tiltaket vil påvirke magasindisponeringen til aktørene og medføre at handelen med andre land vil bli forskjøvet i tid. Det vil bli produsert like mye som før, men eksporten og importen med nabolandene vil skje på et annet tidspunkt og sammensetningen mellom hvilke land det eksporteres til og importeres fra, vil endres.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Produsentenes magasindisponering blir mindre effektiv, og de får trolig mindre inntekter. Det får følger for eierne av kraftselskapene som får mindre utbytte. Staten vil delvis få mindre utbytte fra sitt eierskap i Statkraft, men trolig et høyere proveny som følge av en noe høyere kraftpris fra aktører som ikke har magasin. Forbrukere får noe høyere gjennomsnittspriser og taper, men på den andre siden får de glede av noe mer stabile priser.

Hvis det oppstår en situasjon hvor myndighetene gjør en annen risikovurdering enn aktørene og setter tiltak i verk som forhindrer en situasjon som ellers ville endt med rasjonering, så ser bildet annerledes ut. Det er uklart hvilke konsekvenser en rasjonering har for produsentenes inntjening, men for forbrukerne er gevinsten ved å unngå kraftrasjonering svært høy.

15.5.2 Bedre beskrivelse av volatilitet i offentlige prisprognoser

Statnett og NVE lager fra tid til annen offentlig tilgjengelige prisprognoser eller scenarioer for kraftmarkedet. Analysene som ligger bak slike prognoser, er normalt svært omfattende. Modellene som brukes produserer et isjell av tall, og de offentlige rapportene kan bare publisere en mindre del av toppen av isjellet.

Erfaringsmessig er det enklere å kommunisere få tall enn mange tall. Det etterlatte inntrykket, spesielt hos de som ikke leser slike rapporter fra perm til perm og med like stor oppmerksomhet på fotnotene som på overskriftene, er gjerne at utgiveren tror at prisene om x år blir y øre/kWh – ikke at de med en viss sannsynlighet vil være i intervallet mellom a og b, og med en viss risiko kan bli så og så mye høyere eller lavere enn dette. Men også erfarne lesere må ofte lete lenge for å finne god informasjon om hele sannsynlighetsfordelingen for priser som analysene i realiteten har beregnet. Dette er antagelig en naturlig konsekvens av alle omstendighetene slike prognoser er forbundet med.

Ikke desto mindre er det grunn til å tenke over om bedre informasjon om prisusikkerheten og ikke minst perspektivene for variasjon i kraftprisene kan være verdifullt. Et banalt eksempel kan illustrere poenget: En normal terning har seks sider med tall fra en til seks, og lik sannsynlighet for hvert tall. Forventet verdi for et terningkast er 3.5, men det er samtidig en verdi en aldri vil se i et enkelt kast.

God informasjon om prisusikkerhet og prisvolatilitet er viktig for å vurdere så ulike ting som verdien av fleksibilitet i kraftsystemet og fordelingsvirkninger av forskjellige tiltak. Verdien av fleksibilitet er viktig for eksempel for å vurdere nytten og verdien av (bedre) mulighet til å justere forbruket på enklere måter, investeringer i energilagring, eller investering i kraftanlegg som primært kan produsere når verdien av kraft er ekstra høy. Vurdering av fordelingsvirkninger er særlig viktig for myndighetenes egne vurderinger av konkret politikk og av tiltak som behøver konsesjon fra myndighetene.

Et forholdsvis enkelt tiltak er derfor å stille noe høyere krav til informasjonsformidlingen når myndigheter eller Statnett presenterer sine prognoser. Leserne må like enkelt kunne sette seg inn i utfallsrommet for prisene og hvilke faktorer som betyr mye eller lite for dette utfallsrommet, som de kan lese seg til forventninger om prisnivå eller hva som oppfattes som den mest sannsynlige utviklingen. Hvordan dette formidles videre av mediene ligger åpenbart utenfor myndighetenes kontroll. Ikke desto mindre er det mulig å arbeide målbevisst for et mer komplett informasjonsbilde.

Vi legger til grunn at de store aktørene som lager sine egne scenarioer og prognoser, har godt grunnlag for egne vurderinger på egenhånd. I hovedsak gjelder dette kraftprodusenter og rådgivere innen energibransjen. Tiltaket vil derfor i hovedsak være relevant med tanke på mindre aktører og ikke minst for husholdninger, foruten alle som driver med politikk og utforming av tiltak og virkemidler knyttet til energimarkedet.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Tiltaket som sådan antas ikke å påvirke prisene på kort sikt. Dersom tiltaket fører til større investeringer i fleksibilitet i kraftsystemet, vil resultatet på lengre sikt trolig bli lavere og mindre varierende priser enn vi ellers hadde fått.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Tiltaket kan på sikt øke interessen for å gjøre strømforbruket mer fleksibelt og investeringer i energilagring, først og fremst hos mindre aktører, som husholdninger og alminnelige næringsdrivende.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Tiltaket kan potensielt bidra til noe høyere forsyningssikkerhet og mer effektiv ressursutnyttelse.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Bedre kunnskap om variabilitet og utfallsrom for kraftpriser, både under normale omstendigheter og hvis markedet er eksponert for en eller annen form for sjokk, skaper bedre forutsetninger for mer treffsikre tiltak rettet mot uheldige eller uønskede fordelingsvirkninger.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Bortsett fra at det er krevende å formidle informasjon fra arbeider med kraftprisprognoser på en effektiv måte, kan ikke utvalget se noen hindringer for å heve ambisjonsnivået når det gjelder slik informasjon.

15.5.3 Bedre kunnskap om priselastisitet

Mange var bekymret for om magasinfyllingen ved inngangen til vinteren 2022/2023 ville være tilstrekkelig til å sikre kraftforsyningen gjennom vinteren frem til snøsmeltingen normalt starter i april/mai. Scenarioet man da først og fremst frykter er myndighetene må iverksette rasjonering. Rasjonering betyr blant annet at kundene ikke selv kan bestemme hvor mye strøm de vil bruke og produsentene ikke selv kan bestemme hvor mye de skal produsere.

Hvorvidt det blir behov for rasjonering vil generelt avhenge av i) magasinfylling ved inngangen til tappesesongen, ii) forbruket gjennom vinteren, iii) nedbør og tilsig gjennom vinteren, og hvordan nedbøren fordeler seg mellom vann og snø, iv) kraftutvekslingen med utlandet gjennom vinteren, og v) når snøsmeltingen starter. En kombinasjon av høyt forbruk, lite nedbør, høy andel av nedbøren som snø, høy nettoeksport og en kald vår med sen snøsmelting, gir alt annet likt høyest sannsynlighet for at rasjonering blir nødvendig.

Dersom sannsynligheten for at rasjonering blir nødvendig i løpet av vinteren vurderes som relativt høy utover sommeren og høsten, vil det være rasjonelt, både for den enkelte produsent og for samfunnet, å produsere mindre vannkraft fra magasin i løpet av sommeren og høsten enn man ellers ville ha gjort. Det vil alt annet likt bety at kraftprisene om sommeren og høsten blir høyere enn de ellers ville ha vært.

Regjeringens beslutning om rapporteringsplikt for vannkraftprodusentene må sees i lys dette.⁵⁹ Det var ønskelig å sikre at vannkraftprodusentene var bevisst på faren for rasjonering og tenkte seg tilstrekkelig godt om før en tok produksjonsbeslutning 'nå'.

I denne sammenheng kan vi merke oss at vurdering av sannsynlighet for rasjonering blant annet avhenger av hva en legger til grunn for forbruksutviklingen frem til snøsmeltingen starter. Kommer

⁵⁹ Brev til Stortinget fra olje- og energiminister Terje Aasland den 15. august 2022 (<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/g/id2924313/>).

husholdninger og bedrifter til å redusere forbruket mye dersom prisene blir høye gjennom høsten og vinteren, eller kommer de til å bruke strøm om lag som normalt? Dette avhenger dels av forhold utenfor kraftmarkedet, som temperatur (blir det kaldt, kommer forbruket til å bli høyere enn om det blir en varm høst og mild vinter), aktivitetsnivået i industrien (er metallprisene høye nok, kommer kraftforbruket til metallindustrien til å være høyere enn om metallprisene kollapser), og dels av kraftprisene. Dersom en antar at priselastisiteten er høy, vil en analyse vise til sannsynligheten for rasjonering er mindre enn dersom man antar at priselastisiteten er liten.

I ettertid kan det stilles spørsmål om analysene som lå bak styringsmekanismen regjeringen varslet den 15. august 2022 har andre forutsetninger om priselastisiteten i forbruket enn kraftprodusentenes selv legger til grunn. Om det er slik eller ikke, har ikke utvalget tatt stilling til. Det som imidlertid peker seg ut som et potensielt tiltak, er å sikre at kraftprodusentene og myndighetene legger noenlunde like forutsetninger om priselastisitetene til grunn for sine respektive analyser, og at disse forutsetningene er så realistiske som mulig.

Kraftprodusentene og myndighetene bruker grovt sett samme modellverktøy til henholdsvis produksjonsplanlegging og overvåking og tilsyn med markedet og forsyningssikkerheten. Begge 'parter' er avhengig av å velge så riktige og realistiske forutsetninger som overhodet mulig, for å treffe beslutninger som er best mulig for samfunnet.

Et konkret tiltak kan derfor være at myndighetene og kraftprodusentene a) går sammen om å få bedre kunnskap om priselastisiteten for strøm og b) utvikler rutiner for å utveksle erfaringer og kunnskap om priselastisiteter som de legger til grunn i sine respektive analyser.

Vi sikter i denne sammenheng til vurderinger av forholdsvis kortsiktig priselastisitet, om lag i intervallet mellom noen uker og seks til ni måneder. Forskningslitteraturen om priselastisiteter er sprikende og treffer ikke nødvendigvis godt behovet vi peker på her (DNV og Vista Analyse 2022). Det er heller ikke åpenbart at tradisjonelle empiriske analyser av priselastisiteten er beste vei til målet om bedre kunnskap; utvalget har ikke vurdert hvordan dette kan oppnås.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Hvorvidt dette tiltaket fører til høyere eller lavere priser enn vi ellers ville hatt, avhenger av i hvilken grad og på hvilken måte informasjon om rasjoneringsfare brukt i produksjonsplanlegging endres. Hvorvidt de blir mer stabile, mer forutsigbare, høyere eller lavere kan ikke besvares generelt. Generelt kan en hevde at prisene mer korrekt reflekterer samfunnets reelle verdi av kraften jo mer korrekt og relevant informasjon som legges til grunn for produsentenes planlegging og for myndighetenes oppfølging.

Dersom kraftprodusentene høsten 2022 hadde lagt til grunn en lavere priselastisitet enn de faktisk gjorde, ville de ha holdt tilbake mer vann, produsert mindre den høsten og spotprisen utover høsten ville ha vært høyere. Høsten 2022 hadde da også faren for energitap via enkelte overfylte magasiner blitt noe høyere, mens perspektivene for prisen utover vinteren kunne ha tydet på lavere priser enn man ellers la til grunn høsten 2022. Det motsatte gjelder også – hadde en lagt til grunn høyere priselastisitet enn man faktisk gjorde kunne prisene gjennom høsten blitt lavere og prisene utover vinteren blitt høyere enn de ellers ville ha blitt.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Samfunnsmessig riktigere priser gir også riktigere produksjonsbeslutninger og magasinindisponering, samt riktigere tilpasning på forbrukssiden. Dersom tiltaket påvirker investeringsbeslutninger, vil det være i retning av mer samfunnsøkonomisk rasjonelle beslutninger.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Bedre informasjon vil gi en bedre avveining mellom høy forsyningssikkerhet og lave kraftpriser. Utnyttelsen av samfunnets ressurser og handelen med utlandet blir mer effektiv, også sett fra utlandets perspektiv.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Ettersom en ikke kan si generelt om prisene blir høyere eller lavere, men likevel at de blir riktige i samfunnsøkonomisk forstand, er det rimelig å hevde at tiltaket vil bidra til forbedring for alle parter.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Tiltaket adresserer en klassisk barriere mot effektive priser og effektiv ressursallokering – manglende eller utilstrekkelig informasjon – med et mål om å redusere denne barrieren.

Rettslig sett er det ingen ting i veien for verken bedre kunnskapsgrunnlag generelt eller deling av informasjon mellom en bransje og myndighetene. Konkurranseloven har imidlertid et generelt forbud mot samarbeid blant produsenter. I kraftmarkedet har Konkurransetilsynet særlig vært opptatt av at kraftprodusentene ikke skal diskutere strategier for magasindisponering seg imellom, utover rent faglige spørsmål som for eksempel hvordan en rent teknisk kan modellere bestemte forhold. Dersom bransjen eller myndighetene ønsker å følge opp dette tiltaket, men en derfor ta hensyn til dette og sikre seg at arbeidet legges opp slik at det ikke skader konkurransen mellom aktørene.

15.5.4 Informasjon fra aktører til TSO, RME

Statnett og RME har til enhver tid tilgang til mer detaljert informasjon om magasiner, vannføring og forbruk enn aktørene i markedet. Dersom noen av dem i sin rutinemessige overvåkning av kraftsituasjonen finner grunn til uro over situasjonen, for eksempel om tappingen av magasiner ser ut til å gå hurtigere enn de hadde forventet, eller om forbruket utvikler seg overraskende, har RME og NVE flere hjemler til å be om mer informasjon. Dette gjelder særlig informasjon knyttet til vannkraftverkene og magasinene. Hjemlene har over tid blitt styrket, senest gjennom forslag til den såkalte styringsmekanismen og gjennom endringer i rasjoneringsforskriften. Allerede da Statnett første gang lanserte en systematisert oversikt over aktuelle virkemidler til bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner, ble innsamling av mer (detaljert) informasjon fra vannkraftaktørene ført opp som noe av det minst inngripende en kunne gjøre (Statnett 2005).

Utvalget kan likevel ikke utelukke at enda mer informasjon fra aktørene kan være nyttig i visse situasjoner. Eksempelvis kan det være at kraftprodusenter eller strømleverandører sitter på innsikt om fleksibiliteten og priselastisiteten i forbruket hos husholdninger og ulike virksomheter, som kan være svært verdifull når en skal vurdere sannsynligheten for alvorlig energiknapphet og eventuelt at rasjonering blir nødvendig. Tilsvarende kan det tenkes at virksomhetene innen kraftintensiv industri vet mer om sin egen situasjon enn myndighetene vet eller enn de ønsker å dele med myndighetene.

Hvordan og om dette eventuelt skal utformes som et konkret tiltak har utvalget ikke vurdert. Nedenfor drøfter vi imidlertid hva mer og bedre informasjon fra aktørene potensielt kan bety. Vi legger til grunn at dette potensielt er mest relevant når det er knapphet eller prisene av andre grunner er forholdsvis høye. Utvalget kan imidlertid ikke fastslå at det er behov for bedre hjemler til å innhente informasjon eller bedre incitamentene til å dele informasjon fra aktørene.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Om noe, er det nærliggende å tro at bedre informasjon hos myndighetene om aktørenes situasjon, kan bidra til noe lavere priser når systemet er i alvorlig stress. Årsaken til dette er helt enkelt at når for eksempel Statnett skal vurdere sannsynligheten for rasjonering, kan selskapet bevisst eller

ubevisst være forsiktig i sin vurdering av tilpasningsmulighetene på forbrukssiden, snarere enn å overvurdere fleksibiliteten. Det er ganske naturlig at en vil legge vekt på å være forsiktige og ikke ta for lett på situasjonen.

Offentlige analyser av for eksempel sannsynligheten for rasjonering vil påvirke produsentenes beregninger av vannverdi, spesielt hos produsenter som ikke selv gjør selvstendige analyser av rasjoneringsfaren. Dersom de legger til grunn at faren for rasjonering er større enn den reelt sett er, kan det føre til at prisnivået (frem til faren er over) blir høyere enn det ellers ville ha vært.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Bedre informasjon til Statnett og RME kan potensielt gi kvalitativt bedre analyser og beslutninger.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Konsekvensene av tiltaket er i beste fall bedre ressursdisponering og utnyttelse av infrastrukturen i energisektoren. I den grad tiltaket faktisk fører til lavere priser i noen situasjoner, vil det bidra til å opprettholde verdiskaping som ellers hadde vært mindre eller ikke funnet sted. I motsatt fall har forslaget ingen betydning for aktørenes tilpasning eller for kraftsystemet.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

(Enda) bedre informasjon fra aktørene om deres situasjon, bidrar til bedre samsvar mellom myndighetenes situasjonsanalyse og den faktiske situasjonen, spesielt i potensielle knapphetssituasjoner.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Utvalget har ikke vurdert om bedre informasjon krever nye hjemler for RME eller Statnett. Det reelle informasjonspotensialet bør avklares før en eventuelt sikrer informasjonstilgangen.

Rent praktisk ser vi ingen vesentlige barrierer, men en må vurdere i hvilken grad aktørene, spesielt på etterspørselssiden i kraftmarkedet, kan forventes å se seg tjent med å gi en helt korrekt beskrivelse av egne muligheter, for eksempel til midlertidig å redusere forbruket. I verste fall kan det lønne seg for den enkelte aktør å gi en misvisende fremstilling.

15.5.5 Offentlig informasjon om myndighetenes og Statnetts vurderinger

Det er allerede etablert visse rutiner for å dele informasjon med allmenheten hvis kraftmarkedet beveger seg ut av normalsituasjonen. De siste par årene har mange stiftet bekjentskap med Statnetts bruk av fargekoder for å fortelle hvordan de vurderer faren for at rasjonering blir nødvendig for å sikre likevekt mellom produksjon og forbruk.

For mange er det vanskelig nok å ta stilling til disse fargekodene og forstå hva det betyr for egen situasjon. Det er ikke åpenbart at bedre eller mer informasjon gjør det lettere. Ikke desto mindre kan det være hensiktsmessig å undersøke mer systematisk om det er mer informasjon en kunne eller burde dele med allmenheten, eller om informasjonen burde blitt delt på andre måter.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Bedre informasjon om hvordan myndighetene eller Statnett vurderer en potensielt krevende situasjon har ikke noen entydig virkning på prisen. Verdien vil snarere være at aktørenes eget beslutningsgrunnlag blir bedre, ettersom det må forventes at myndighetene bruker større ressurser på analyser enn den enkelte aktør.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Bedre informasjon om hvordan myndighetene vurderer en potensielt alvorlig situasjon, kan potensielt skape større forståelse for at forbruk må reduseres for å unngå mer alvorlige situasjoner senere.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

Bedre informasjon betyr generelt (mulighet for) bedre beslutninger, men vi kan ikke peke på konkrete adferdsendringer.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Utover potensielt bedre og mer relevante beslutninger hos aktørene, har vi ikke grunnlag for å peke på konkrete konsekvenser.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Så vidt utvalget kan bedømme står myndighetene og Statnett nokså fritt til å fortelle allmenheten hvordan de vurderer en aktuell situasjon.

15.5.6 Offentlig informasjon om aktørenes tilpasning ved svært høye priser

Diskusjonen som har vært de siste årene tyder på at samfunnet er tjent med bedre kunnskap og informasjon om aktørenes tilpasning ved høyere priser, og at diskusjon om dette og markedets normale funksjonsmåte spres mer systematisk i det offentlige rom. Strømprisutvalgets mandat kan forstås på bakgrunn av dette.

I den grad vi kan kalle dette et konkret tiltak, kan det forstås som at myndighetene systematisk og målrettet bidrar til mer offentlig diskusjon og informasjon om hvordan produsenter og ulike forbrukere reagerer på høye priser. En variant av dette er drøftet i kapittel 15.5.4 over. Mens det tiltaket er drøftet med utgangspunkt i at målgruppen for hvem som skal informeres er myndighetene og kraftprodusentene, har dette tiltaket en bredere målgruppe.

Hva er prisvirkningene av tiltaket?

Som for forslaget i kapittel 15.5.3 kan det ikke fastslås noen generell virkning på prisene.

Hvordan påvirker tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Mer offentlig diskusjon kan bidra til bedre kunnskapsgrunnlag om priselastisitetene og til bedre spredning av slik informasjon. Bedre kunnskapsgrunnlag, både om priselastisiteter og om markedets funksjonsmåte bidrar til mer presis og bedre politikktutforming, og til bedre grunnlag for investeringsbeslutninger innen både kraftproduksjon, nett og forbruk. Utover dette, er det vanskelig å peke på noen spesifikke sannsynlige endringer i adferd.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet?

En kan neppe regne med at tiltaket gir direkte konsekvenser utover bedre og bredere dialog og diskusjon om hvordan høye priser påvirker tilbuds- og etterspørselssiden i markedet.

Hvilke konsekvenser får endringene i kraftsystemet for samfunnet for øvrig?

Bedre og mer offentlig tilgjengelig informasjon om hva en kan vente seg når prisene er svært høye har i beste fall en gunstig virkning på politikktutforming i samfunnet. I verste fall har bedre informasjon om dette ingen påviselig effekt.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket?

Utvalget kan ikke se at det er noen barrierer for dette tiltaket (utover da faktiske kostnadene ved å utarbeide og spre informasjon).

16 Tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet

Vi har definert sluttbrukermarkedet som alle som kjøper strøm til eget forbruk, både husholdninger, bedrifter, frivillig sektor, kommuner og andre kunder. Hovedutfordringene i sluttbrukermarkedet drøftet i kapittel 8 er:

- Informasjon om avtaler er vanskelig tilgjengelig og forstå
- Usikkerhet rundt troverdigheten til strømleverandørene
- Stor markedsandel for de største strømleverandørene kan være konkurransehemmende
- Risikoen ved å være en helt passiv kunde blir større framover
- Det er flere barrierer i markedet for prissikring:
 - o Manglende informasjon til kundene om forventet utvikling framover
 - o Lav etterspørsel i markedet per i dag – markedet blir mindre effektivt, og tilbudet blir mer kostbart
 - o Begrensede muligheter til prissikring og krav til sikkerhetsstillelse for strømleverandørene begrenser tilbudet
 - o Informasjonsasymmetri om prisnivå – vanskeligere for kundene å vurdere fastpriser enn spotpris
 - o Den midlertidige strømstøtteordningen fungerer som en tilnærmet fastpris for husholdningskundene, og fjerner insentivene til å inngå fastprisavtale

Utbedring av disse markedssviktene kan bidra til lavere priser ved at markedet blir mer effektivt, og til mer forutsigbare priser gjennom at tilgangen på prissikring for kundene vil bli bedre.

Dette kapittelet beskriver ulike typer tiltak for utbedring av markedssvikt, både mindre inngripende tiltak, som informasjon, og større omorganiseringer, og vurderer i hvilken grad disse tiltakene vil kunne ha en positiv effekt på markedet og dermed bidra til lavere priser ut til kundene. Tiltakene som diskuteres i kapittelet er tiltak som blir tatt opp i diskusjonene om sluttbrukermarkedet samt tiltak utvalget har fått innspill om. Listen med tiltak er dermed ikke en liste med tiltak utvalget mener bør gjennomføres, formålet med kapittelet er en gjennomgang av ulike typer tiltak og vurdering av konsekvenser av disse.

Som omtalt i kapittel 8 vil imidlertid ikke utbedring av markedssvikt gi lavere priser enn engrosmarkedsprisen på strøm. Dersom myndighetene ønsker å sørge for at kundene får lavere priser enn det engrosmarkedet setter, må dette gjøres gjennom en form for støtteordning eller annen form for omfordeling. Slike tiltak drøftes i kapittel 17.

16.1 Avveininger mellom konkurranse og regulering

Det er allerede truffet en rekke ulike tiltak for å forbedre sluttbrukermarkedet for strøm, men det kan fortsatt gjennomføres flere tiltak både for generell markedsforbedring og for et bedre marked for fastprisavtaler.

En del av tiltakene som kan gjennomføres framover krever ikke større endringer i rammeverket, men kan være informasjon om marked og avtaler og presisering av eksisterende regelverk. Det er også mulig å gjøre endringer i rammebetingelser som tilrettelegger for mer diversifisert tilbud og etterspørsel uten å gripe direkte inn i markedet.

Økt bruk av styring, enten gjennom regulatoriske krav i markedet eller gjennom omorganisering, vil gi større grad av forutsigbarhet, men vil typisk gi høyere kostnader enn en velfungerende markedsløsning, spesielt over tid. Mer direkte krav, påbud og forbud i markedet kan gi større grad av transparens for kundene, men er vanskeligere å utforme treffsikkert, har mulige negative virkninger

for utvikling av tilbudssiden og kan føre til høyere kostnader for kundene totalt sett. Større prissvingninger i engrosmarkedet i framtiden tilsier at et godt og diversifisert tilbud til kundene blir stadig viktigere.

Oslo Economics påpeker dette i sin rapport til RME (Oslo Economics 2021):

Målet om et velfungerende sluttbrukermarked for strøm rommer både et mål om velfungerende konkurranse på kort sikt (ressurseffektivitet) og velfungerende konkurranse på lang sikt (innovasjon). I utgangspunktet ønsker man altså å innføre tiltak som bidrar til begge disse delmålene.

Når det kommer til praktisk utforming av tiltak, kan det imidlertid oppstå behov for å avveie disse hensynene. Enkelte tiltak som regulerer aktørenes atferd, vil kunne virke positivt på kortsiktig konkurranse og effektivitet, men redusere innovasjon og dermed konkurranse og effektivitet på lang sikt.

For eksempel er det i prinsippet mulig å fjerne problemet med asymmetrisk informasjon gjennom å regulere markedet svært strengt. Dette kunne gi et oversiktlig og effektivt marked på kort sikt, og sikret inaktive kunder bedre vilkår enn i dag. Samtidig ville det fjernet insentiver og muligheter for innovasjon, og sannsynligvis ført til at kunden fikk et dårligere tilbud på sikt.

Omorganisering og mer regulering kan ha fordeler gjennom at usikkerheten for kundene reduseres eller blir borte, da de ikke trenger å ta stilling til ulike valg. Det kan gi økt forutsigbarhet og transparens, og det kan også bidra til økt tillit til tjenesten strømleveranse. Undersøkelser viser at kunder synes dette markedet er vanskelig å forholde seg til i dag og de kan føle seg lurt når de inngår avtale.

Nedsiden ved økt regulering er at det, sammenlignet med et velfungerende marked, påvirker kostnader og tilbud negativt. Det er i utgangspunktet ikke noe som tilsier at for eksempel en statlig oppnevnt aktør vil gjøre strømleveranse mer kostnadseffektivt enn et marked med strømleverandører. Tvert imot kan manglende konkurranse og manglende insentiver til å drive kostnadseffektivt i leverandørleddet føre til at kostnadene øker over tid. Betaling for tjenesten må reguleres for å unngå at kundene betaler for mye.

Manglende konkurranse kan også gi dårligere tilbud til kundene. Dette blir særlig aktuelt siden vi forventer at bredde i produkter og tilleggstjenester som utjevner kostnader vil bli viktigere i sluttbrukermarkedet framover. Et eksempel på dette er automatisering og styring av forbruket. I stedet for at husholdningene i dag stort sett har spotprisavtaler, vil de kunne ønske prissikring helt eller delvis i kortere eller lengre tidsperioder. Et velfungerende marked vil i utgangspunktet ha større insentiver til å utvikle tilpassede produkter enn en regulert aktør.

Tiltak for omorganisering framstår derfor som en forbedring av markedet når andre tiltak ikke er tilstrekkelige for å håndtere den identifiserte markedssvikten, og når man vurderer at den positive effekten ved mer transparens til kundene oppveier effektivitetstapet ved regulering.

En vurdering som kan gjøres i avveiningen mellom markedsløsninger og styring, er for eksempel virkningen og risiko for ulike typer kundegrupper. Som beskrevet vil sluttbrukermarkedet for strøm i økende grad kreve valg av kundene fremover, og risikoen og dermed kostnaden ved å være passiv kunde og ikke ta valg øker. For en rekke kunder kan dette være håndterlig, og kunder vil også kunne ha en betalingsvillighet for å ikke engasjere seg i markedet. Sårbare husholdninger vil få størst

virkning (i form av konsekvenser for husholdningsbudsjettet) ved å ikke forholde seg aktivt til hva som er den beste løsningen.

16.1.1 Forholdet til EØS-regelverket

EØS-regelverket begrenser ikke myndighetenes adgang til å informere om gjeldende regelverk eller andre mindre inngripende tiltak. Men tiltak for utbedring av sluttbrukermarkedet må vurderes i forhold til statsstøttereglene og også i forhold til sekundærrett, som tredje elmarkedsdirektiv.

Gitt utvalgets mandat og tidsramme har det ikke vært rom for dypere analyser av mulige EØS-rettslige problemstillinger knyttet til de enkelte tiltak. Dette må følgelig foretas dersom myndighetene velger å gå videre med noen av tiltakene. I tiltaksbeskrivelsen er det satt inn noen betraktninger rundt EØS-rett der utvalget nå har sett at det kan være aktuelle problemstillinger. Utvalget har også fått utarbeidet notater fra professor Erling Hjelmeng og advokat Gjermund Mathisen om Norges handlingsrom for tiltak i strømmarkedet under EØS-avtalen (Hjelmeng 2023, Mathisen 2023).

16.2 Konsekvenser i markedet av økt bruk av fastprisavtaler og prissikring

En rekke av tiltakene for utbedring av markedet omhandler markedet for prissikring og fastprisavtaler. Som beskrevet i kapittel 8 er det rimelig å anta at etterspørselen etter fastprisavtaler vil øke med mer uforutsigbart strømprisnivå, og at kunder vil ha en betalingsvillighet for forutsigbarhet om sine strømkostnader. Et sentralt punkt i utvalgets mandat er å vurdere tiltak som kan gi kundene mer forutsigbare priser.

Forbrukerrådet har historisk anbefalt strømkunder å ha spotprisavtaler, med den begrunnelse at det har gitt lavest kostnad over tid. Forbrukerrådet viser nå til at kundene historisk har kommet best ut med en spotprisavtale, men at det er usikker utvikling i kraftmarkedet framover og fastpris kan være et godt alternativ for kunder som ønsker å forsikre seg mot svingninger og fremtidige pristopper.

Vi behandler ikke økt bruk av fastprisavtaler som et mål i seg selv. Målet med utbedring av markedet er at kundene skal ha god nok informasjon til å kunne ta en informert beslutning om de ønsker en fastprisavtale, og at det ikke skal være hindringer på tilbudssiden for å tilby disse produktene. Dersom kundene likevel ikke ønsker å inngå fastprisavtale, er ikke dette en svikt i markedet.

Det er imidlertid rimelig å anta at et bedre fastprismarked for strøm vil gi økt bruk av fastprisavtaler. Det vil gi kundene mer forutsigbare strømpriser. Samtidig kan det ha konsekvenser for kraftsystemet sammenlignet med dagens situasjon hvor de aller fleste av husholdningene og store deler av næringslivet har spotpriskontrakter.

Økt bruk av fastpris kan ha som konsekvens at strømkundene får mindre insentiver til tilpasning av forbruksnivå, og dermed mindre fleksibilitet i etterspørselen når prisene endres. Mindre prisfølsomhet vil i hovedsak ha konsekvenser for kraftsystemet dersom prisnivået i fastprisavtalene er lavere enn spotprisene, fordi:

- Høyt forbruk i timer med høy belastning (topplast) kan gi effektproblemer
- Høyt forbruk i perioder med en stram situasjon i markedet og høye priser kan gi økt risiko for rasjonering

Hvor store disse konsekvensene blir avhenger imidlertid av:

- Hvor stor andel av kundene som har fastprisavtaler
- Om kundene har fastpris på hele forbruket eller kun på deler av det

- Om fastprisavtalen er designet slik at kundene sitter med volumrisikoen⁶⁰ selv
- Om det treffes andre tiltak for kundefleksibilitet, som automatisering av forbruk etter prisnivå

Fastprisavtalene for industrien og store deler av næringslivet er stort sett utformet slik at kundene sitter med volumrisikoen selv. Det betyr at disse strømkundene er eksponert for spotprisene likevel, og har dermed om lag samme insentiv til å tilpasse forbruket til ressurstilgangen som de ville hatt om de satt med rene spotprisavtaler.

Vi vurderer ikke fjerning av strømstøtteordningen som et eget tiltak for å forbedre markedet for fastprisavtaler, men helheten i virkemiddelbruken bør vurderes når politikk for prissikring for kundene utformes.

16.3 Grunnlag for vurderinger av tiltak

I gjennomgangen av ulike tiltak diskuterer vi effekten på bakgrunn av følgende parametere (ikke alle er relevante for alle tiltak):

- I hvilken grad avbøter tiltaket de identifiserte markedssviktene
- Hva kan være effekten på prisnivå og forutsigbarhet
- I hvilken grad endres adferden til aktørene i markedet – kundene, strømleverandørene og kraftprodusentenes tilpasninger og hvilke utslag får eventuell adferdsendring
- Påvirker eventuell endring i adferd kraftsystemets funksjon og forsyningssikkerheten
- I hvilken grad påvirker tiltaket insentiver til energieffektivisering
- Gjennomførbarheten av tiltaket og forholdet til EØS-avtalen

16.4 Tiltak for forbedringer av dagens marked

Overordnet kan forbedringstiltak i markedet være:

- informasjon og endringer i rammebetingelser for markedet
- regulering av markedet

Generelt gir informasjonstiltak mulighet for et mer velfungerende sluttbrukermarked. Bedre og mer forståelig informasjon om markedet gir økte muligheter for å ta informerte valg. Tilrettelegging for utvikling av nye produkter og nye innkjøpsstrategier på forbrukssiden kan også forbedre markedet ved at valgmulighetene øker.

Regulatoriske tiltak som griper inn i markedet, gjennom for eksempel påbud eller forbud, kan være treffsikre mot problemet de adresserer, men det er samtidig risiko for at det kan bli negative konsekvenser i en annen del av sluttbrukermarkedet – for eksempel gjennom at en type forbud er vanskelig å definere treffsikkert, og derfor begrenser flere produkttyper enn tilsiktet. Typisk vil økt grad av regulering kunne føre til mindre effektivt marked og legge begrensinger som øker kostnadene sammenlignet med en velfungerende markedsløsning. Ved vurdering av denne typen tiltak må man derfor avveie de positive virkningene av tiltaket opp mot de negative markedsvirkningene.

16.4.1 Informasjon og rammebetingelser

16.4.1.1 Informasjon til kundene

Flere informasjonstiltak for kunder kan følges opp fremover:

⁶⁰ Usikkerheten knyttet til hvor mye kundene vil forbruke. For eksempel vil en avtale med fast volum legge volumrisikoen på kunden.

Generell informasjon

- En av informasjonsbarrierene for strømkunder kan være at det er vanskelig å sammenligne påslag og dermed kostnader ved ulike typer avtaler. Noen avtaler har påslag i form av et fast månedsbeløp, mens andre avtaler har påslag i form av at man betaler et beløp per kWh man forbruker. Påslaget i de to typene avtaler er ikke umiddelbart sammenlignbare. Et tiltak både Oslo Economics og Fornybar Norge anbefaler er retningslinjer for informasjon om effektivt påslag som kan sammenlignes på tvers av avtaler. En kompliserende faktor er at beregningen av det effektive påslaget vil avhenge av størrelsen på forbruket. Informasjon om effektivt påslag må derfor være mulig å gjøre for ulike nivåer av forbruk.

Informasjon om prissikring

For å forbedre markedet for fastprisavtaler og prissikring er det flere typer informasjonstiltak som kan gjennomføres, både om markedsutvikling og avtalene i seg selv:

- *Informasjon om strømmarkedet fremover – forventet utvikling i prisvariasjon*
Kundene har i varierende grad tilgang på informasjon om utviklingen i strømmarkedet i dag. Dersom kundene forventer at markedet vil komme tilbake til historisk normal prisvariasjon, mens variasjonen i stedet øker, kan det føre til at kundene ikke gjør de tilpasningene i markedet som ville vært best for seg selv. Mer informasjon om kraftmarkedet og forventet utvikling kan gjøre kundene bedre i stand til å ta valg om hvilken strømvtale de ønsker.
- *Informasjon om hva slags fastprisavtaler som tilbys, og hva en fastprisavtale er*
Dagens anbefaling fra Forbrukerrådet er at spotprisavtaler gir lavest kostnad over tid, men at fastprisavtaler er et alternativ dersom man ønsker forutsigbarhet. De fleste husholdningskunder har ingen erfaring med fastprisavtaler og lite grunnlag å basere vurderingen på. Mer og bedre informasjon til kundene om ulike typer fastprisavtaler og hva disse gjør sammenlignet med en spotprisavtale kan forbedre markedet.
- *Fastprisavtaler med fast volum – delvis prissikring*
En av barrierene for å inngå fastprisavtale kan være prisnivået. Kunden betaler et påslag for at leverandøren påtar seg risikoen for at spotprisnivået blir høyere enn nivået i fastprisavtalen. Størrelsen på påslaget som er nødvendig for å dekke leverandørens risiko har blitt trukket fram som en av barrierene for tilbydere i markedet.

Dersom delvis prissikring kan være et alternativ for kunden, kan det være mulig å inngå en fastprisavtale på et fast avtalt volum. Da må kunden selv stå ansvarlig for kostnaden ved at strømleverandøren kjøper strøm i spotmarkedet dersom kunden bruker mer strøm enn det som er i avtalen, og også differansen på prisen i avtalen og spotmarkedet dersom kunden bruker mindre enn avtalt volum. Slik kan volumrisikoen flyttes over på kunden. Resultatet er strømleverandørens kostnader blir lavere og at påslag kan settes lavere, mens kunden må leve med at det ikke blir en fast pris på hele forbruket, slik det er vanlig for husholdningskunder i dag.

En barriere for slike avtaler er at prisen i fastprisavtalen ikke blir den faktiske strømprisen per time kunden. Spotprisen som benyttes for over- eller underforbruk vil variere. Avtalen gir større grad av prissikring enn en spotprisavtale, men ikke fullstendig prissikring på hele forbruket. Dermed blir det vanskeligere for kunden å sammenligne med en fastprisavtale på variabelt volum. Tilbud om fastprisavtaler med fast volum bør derfor følges av god informasjon slik at kunden får mulighet til å vurdere total kostnaden ved avtalen opp mot sitt eget forbruk og for eksempel et utfallsrom for spotprisnivået i perioden avtalen varer.

16.4.1.2 Rammebetingelser

Generelt

- *Håndheving av regelverk og sanksjonering*
Fornybar Norge og flere andre har trukket fram behov for hardere sanksjonering av strømleverandører og mulighet til å trekke tilbake omsetningskonsesjon ved brudd på lovverket. Enkelte tatt til orde for å heve terskelen for å få omsetningskonsesjon. Oslo Economics trekker også fram behov for styrket håndheving av dagens regelverk og spesielt etterlevelse av kravene i markedsføringsloven og andre forbrukervernbestemmelser.
- RME har på oppdrag fra OED vurdert sanksjonsmuligheter for strømleverandører, og overlevert vurdering i juni 2023, der de blant annet foreslår mulighet til å trekke tilbake konsesjon ved brudd på annet lovverk enn energiloven. Oppfølging av forslagene om presisering av regelverket og økte sanksjonsmuligheter er tiltak som kan forbedre markedet.
- For å muliggjøre håndheving av regelverket kan et tiltak være økt tilgang på dokumentasjon av prosessen rundt avtaleinngåelse, for eksempel opptak av salgssamtaler per telefon, for å kunne ettergå hva slags informasjon som blir gitt i samtalene.

Prissikring

- *Tiltak for økt likviditet i det finansielle markedet og mulighet til prissikring for strømleverandørene*
Fremtidsmarkedet for strøm er en sentral rammebetingelse for at strømleverandørene kan tilby fastprisavtaler. Som beskrevet i kapittel 8 er manglende likviditet og stor risiko for å stille sikkerhet en barriere for strømleverandørene en hindring for å tilby slike avtaler. I tillegg er fremtidsmarkedet i endring, jf. kapittel 6.1.3. Tiltak for å forbedre likviditeten og øke tilgangen for strømleverandørene til å kunne prissikre seg i fremtidsmarkedet framstår dermed som viktig for strømleverandører skal kunne gi et tilstrekkelig tilbud av fastprisavtaler med gode vilkår fremover.
- *Mulighet for å ha avtale med fast betaling*
Flere strømleverandører har tilbudt kunder strømvavtaler der kundens betaling utjevnes gjennom året. Kunden har til enhver tid en utestående saldo der de enten har penger til gode (typisk om sommeren når prisene er lave) eller utestående (typisk om vinteren når prisene er høyere). Denne type ordning kan gjelde både spotprisavtaler og variabel pris-avtaler. Som beskrevet i kapittel 8 har RME kritisert ordningen, da den har lav grad av transparens og i praksis fungerer som et forbrukslån. RME har stilt krav til en rekke leverandører om å avvike tilbudet. Bransjen selv peker på at dette faktisk er en mulighet for kunder til å betale spotpris samtidig som de får en forutsigbarhet i innbetalingene.

Slike avtaler innebærer ikke prissikring på den måten at prisen avtales for en periode framover, men er må å sikre kunden en viss forutsigbarhet for sine totale kostnader. Et mulig tiltak for å forbedre markedet for kunder som ønsker forutsigbarhet er å se på om ordningen for fast betaling kan forbedres slik at den får større grad av transparens og er innenfor regelverket, eventuelt et justert regelverk. En velfungerende ordning kan være en mulighet for kundene til å både ha spotprisseksponering og dermed insentiver til å reagere på prisnivået, samtidig som de får en forutsigbarhet rundt månedlige kostnader.

- *Permanent grunnrenteskatteunntak for fastprisavtaler*
I 2023 ble det som beskrevet i kapittel 8 innført et midlertidig unntak ved beregning av grunnrenteskatt for 2023 og 2024 for kraftprodusenters salg av fastprisavtaler til

næringslivet, der produsentene beskattes til kontraktspris, ikke spotpris. Et slikt unntak legger til rette for et bredere tilbud av fastprisavtaler til næringslivet og mer bruk av lange kontrakter i næringsliv også ut over kraftintensiv industri. Så langt er markedet i utvikling, både på tilbuds- og etterspørselssiden med et relativt begrenset tilbud av produkter i oppstarten av markedet. Det er mulig at flere produkter, økt volum tilbudt og også økt etterspørsel etter denne typen fastprisavtaler vil komme ettersom aktørene får erfaring og markedet utvikler seg. Regjeringen vil vurdere videreføring av unntaket også etter 2024. Videreføring kan legge til rette for mer bruk av langsiktig prissikring i næringslivet på sikt. Ordningen kan også på sikt vurderes til å utvides til å gjelde husholdninger.

- *Utvidelse av EKSFINs garantiordning*

Ordningen omfatter i dag industribedrifter med virksomhet innenfor treforedling, metallproduksjon og produksjon av kjemiske produkter, jf. kapittel 8.6.4. Ordningen dekker 80 prosent av utestående finansielle forpliktelser. Kraftkjøpere kan kjøpe garantier for oppfyllelse av vilkår i kraftkontrakter. Garantiene inngås med kraftkjøpere, eller et konsortium av kraftkjøpere, med minimum 10 GWh årlig forbruk og minimum 35 GWh forbruk over avtalens levetid. Garantiene medfører at kraftselgere, og banker eller andre långivere, kan redusere sin risikopremie og dermed kostnadene for kraftkjøperne ved å inngå slike garantier. Dagens ordning blir ikke benyttet i særlig stor grad. Ifølge tall fra EKSFIN har utnyttelsen av rammen i ordningen de fire siste årene vært på mellom 20 og 25 prosent, og ordningen har mottatt tre søknader, to i 2019 og en i 2021.

Et mulig tiltak er å utvide ordningen til å dekke flere næringer og bedrifter. Da kan det legges til rette for at flere bedrifter kan inngå lange kontrakter. Det gir mer forutsigbare priser for bedriftene og kan bidra til å øke etterspørselen etter fastpriskontrakter. Et annet tiltak er å redusere kravene til hvem som kan inngå avtalene, for eksempel redusere kravet fra 10 GWh årlig forbruk til 1 GWh. Gitt at interessen for ordningen nå fremstår som lav, må det imidlertid vurderes nærmere hva behovet er for en slik utvidelse og hva som eventuelt kan gjøres for å bedre utnyttelsen av ordningen.

PPA-kooperativer

En måte å legge til rette for at en større del av sluttbrukere kan inngå lange kontrakter er å samle en rekke bedrifter eller husholdninger i et kooperativ. Kooperativet går da inn i forhandlinger direkte med strømleverandører eller med produsenter på linje med kraftintensiv industri. Innkjøp av store volum i kraftmarkedet gir ikke i nødvendigvis lavere priser, siden den alternative verdien for produsentene uansett er forventet fremtidig markedspris. Det kan imidlertid være en mulighet til å inngå avtaler over en lengre tidshorisont enn det fremtidsmarkedet kan tilby i dag. Til gjengjeld vil kooperativet ha kostnader som skal dekkes.

Et slikt tiltak må trolig innebære at PPA-kooperativer også blir omfattet av et grunnrenteskatteunntak for fastprisavtaler slik som kraftintensiv industri i dag er, jf. punktet over. Utformingen av avtalene blir også viktig for å sikre at sluttbrukerne fremdeles har noe spotpriskonponering og kan reagere på prissignalene (tilpasse forbruket).

En form for kooperativs-insentiv ble opprettet i 2009, da myndighetene opprettet en støtteordning for kraftintensive bedrifter som inngikk et konsortium for felles kjøp av kraft. Denne ordningen ble aldri benyttet, noe som tilsier at innretningen av en ny tilrettelegging for PPA-kooperativer eventuelt vil måtte vurderes nøye. Tilretteleggingen for fastprisavtaler direkte fra produsentene i det nye grunnrenteskatteunntaket (se omtale av

grunnrenteskatteunntaket ovenfor) vil kunne svare til mye av det samme behovet som et PPA-kooperativ.

16.4.2 Regulering av markedet

16.4.2.1 Pålegg om tilbud av fastprisavtaler

En måte å regulere markedet for prissikring og øke oppmerksomheten om alternativer for prissikring, kan være å pålegge strømleverandørene å tilby fastprisavtaler til kundene. I EUs revidering av regelverket for el-markedsdesign er også påbud om tilbud om fastprisavtaler foreslått som et krav til strømleverandørene, se nærmere beskrivelse av EUs kraftmarkedsreform i kapittel 11.

Et tilbud om fastprisavtale kan utformes på ulike måter, men et hovedpoeng må være at informasjon om fastprisavtale kommuniseres sammen med informasjon om spotprisavtale slik at kunden tar stilling til hvilken type avtale kunden ønsker.

Med et påbudt tilbud vil kundene mer tydelig få informasjon om fastprisavtale og i større grad måtte ta stilling til om de ønsker en slik avtale. Dette kan gjøre kunden bedre i stand til å ta valg mellom de to avtaletypene og øke etterspørselen etter fastpris.

Strømleverandørene på sin side får et krav om å tilby avtaler. Normalt sett framstår det ikke som noen hindringer for strømleverandørene som ønsker det å tilby slike avtaler. Mindre aktører kan imidlertid ønske å tilby spotprisavtaler, siden tilbud om fastprisavtaler innebærer en annen forretningsmodell der man må ta risiko i fremtidsmarkedet for kraft. Dette krever kapital til å stille sikkerhet for posisjonene og stiller andre krav til intern risikostyring. Et påbud kan dermed gjøre at noen leverandører ikke lenger kan eller vil delta i sluttbrukermarkedet.

I dagens situasjon med høy risiko og vanskeligheter med å prissikre i fremtidsmarkedet, vil et pålagt tilbud føre til at en del strømleverandører som normalt sett tilbyr slike avtaler, vil måtte tilby avtaler de ikke i tilstrekkelig grad kan prissikre. Det innebærer en risiko som leverandørene vil måtte prise inn i avtalene. Dette kan gjøre avtalene svært dyre. Et annet grunnlag for fastprisavtaler kan være salg av prissikring fra produsentene, tilsvarende avtalene som ble opprettet som følge av det midlertidige grunnrenteskatteunntaket for fastprisavtaler (omtalt ovenfor).

Vurdering – blir markedet mer velfungerende og bidrar tiltaket til mer forutsigbare priser?

- Lavt volum i fastprismarkedet framstår som en konsekvens av manglende etterspørsel, ikke manglende tilbud, og det framstår sannsynlig at mer og bedre informasjon kan øke etterspørselen. Tilbud om fastprisavtale kan bidra til bedre informasjon slik at dette i større grad framstår som et reelt alternativ for flere strømkunder.
- Det er imidlertid ikke klart at et påbud om fastprisavtaler vil ha bedre virkning enn rene informasjonstiltak. Informasjon om fastprisavtaler og strømmarkedet må uansett gjennomføres for å øke etterspørselen i særlig grad, selv ved pålagt tilbud.
- Direkte regulering av tilbudet til leverandørene kan ha negative konsekvenser for tilbudet, gjennom at leverandører som kun tilbyr spotpris må trekke seg, eller at leverandører av fastpris må påta seg risiko som virker fordyrende i markedet.

Utvalget antar at det ikke vil komme i konflikt med Norges forpliktelser under EØS-avtalen å legge til rette for økt bruk av fastprisavtaler. Adgangen til å pålegge aktørene i markedet å tilby fastprisavtaler er i utgangspunktet begrenset, men som nevnt over legges det i EUs nye kraftmarkedsreform opp til et påbud for strømleverandører over en viss størrelse å tilby fastprisavtaler. Dette tilsier at adgangen til å gjøre dette i henhold til EU/EØS-lovgivningen kan bli større.

Informasjon av høy kvalitet med stor nytte for strømkundene gjør seg imidlertid ikke selv og vil trolig kreve mye av både bransjen selv og av ulike myndighetsorganer.

16.4.2.2 Forbud mot ulike avtaletyper

Forbud mot avtaletyper har vært mest diskutert for standard variabel prisavtaler, som er en type kortsiktig fastprisavtale. Som for andre fastprisavtaler fastsettes strømprisen av strømlleverandøren, inkludert påslag, men for en kort periode, i praksis 30 dager. Disse avtalene har fått kritikk for å være lite transparente, ha lav sikringsgrad og samtidig høyere pris enn andre avtaler. Oslo Economics (2023) påpeker i sin utredning om tiltak i sluttbrukermarkedet at det har vært et problem historisk at kundene ikke forstår produktet og betaler for en prissikring de ikke får nytte av. Forbrukerrådet fraråder slike avtaler, og har bedt strømlleverandørene om å kutte salget og myndighetene om å forby avtaleformen. SSB viser at variabel prisavtaler i snitt er den dyreste av avtaleformene på markedet.

En viktig årsak til at avtalene fremstår som dyre, er at strømlleverandørene ikke uten videre kan prissikre den risikoen de påtar seg i den løpende 30-dagers perioden. 30 dager er såpass lenge at mye kan skje med engrosprisene. Denne risikoen må leverandørene ta høyde for hvis de skal tilby denne avtaleformen.

Oslo Economics viser til at generelt kan en reduksjon i antall avtaletyper som tilbys ha nytteeffekter ved at markedet blir mer oversiktlig. Dersom avtaler som flere sluttbrukere ikke forstår, fjernes fra markedet, vil et forbud redusere antall sluttbrukere med en avtale som de ikke kjenner konsekvensene av. Samtidig vil et forbud mot standard variabel-avtaler legge begrensninger på mulighetene leverandørene har til å drive produkt differensiering og kan begrense innovasjon og utvikling av produkter. Oslo Economics mener at for at et forbud kan vurderes som den mest hensiktsmessige løsningen bør det eksistere klare negative effekter som ikke kan unngås på mindre inngripende måter.

EØS-avtalen er ikke til hinder for et nasjonalt forbud mot nærmere definerte elementer ved strømvavtaler så lenge forbudet bidrar til en høy grad av forbrukervern uten å begrense konkurransen mellom leverandører og heller ikke fratår strømkunder en reell valgfrihet mellom ulike typer strømvavtaler. Et eventuelt forbud må vurderes konkret i lys av hvilken innvirkning forbudet vil ha for forbrukernes valgmuligheter samlet sett, og hvilke fordeler forbudet vil gi for forbrukere. Det finnes lite konkret veiledning om hvor grensen mellom et lovlig og et ulovlig nasjonalt forbud går, og et slikt tiltak vil derfor være forbundet med en viss risiko.

I Norge har markedet vært preget av at mange kunder har hatt variabel pris. Ved utgangen av 2021 lå andelen av kunder med denne avtaletypen på ca. 20 prosent. Andelen falt markant gjennom 2022, og ligger på 4,2 prosent i andre kvartal av 2023. I november 2022 ble prisopplysningsforskriftens paragraf 22 femte ledd endret slik at strømlleverandøren skal varsle kunden om alle endringer i eller opphør av avtaler, herunder prisendringer med unntak av spotprisendringer, senest 30 dager før endring eller opphør skal tre i kraft. Før forskriftsendringen var fristen 14 dager. Disse endringene økte kompleksiteten i standard variabel avtalene også fra leverandørsiden. Det har også vært informasjonstiltak ut til kunder om avtalene. Dette har ført til at tilbudet av avtalene i stor grad har bortfalt, og leverandører har aktivt oppfordret kunder til å bytte avtale. Det er imidlertid, som statistikken viser, flere kunder som fortsatt har slik avtale. Oslo Economics sier i sin utredning om tiltak i sluttbrukermarkedet at det er rimelig å anta at en andel av kundene har valgt denne avtaletypen fordi de ønsker en slik prissikringsavtale, men det er sannsynlig at en rekke av kundene som har denne avtalen har hatt den i en årrekke uten at det er et bevisst valg. Det finnes ingen oversikt over hvilke typer forbrukere som fortsatt har disse avtalene. Det risiko for at en andel av de

kundene som fortsatt forblir i disse avtalene er blant de mest sårbare i markedet. Utvalget mener på grunn av denne risikoen at det av hensyn til forbrukervern bør utredes tiltak med sikte på å sikre at sårbare kunder ikke forblir i variabel-pris-avtaler som er ugunstige for dem. Slike tiltak må vurderes i forhold til gjeldende og eventuelt kommende forpliktelser etter tredje og fjerde elmarkedsdirektiv.

16.4.2.3 Påbud om tilbud av standardiserte avtale typer

Påbud om å levere en standardisert avtale, enten spotprisavtaler eller fastprisavtaler, kan gjøre at avtaler blir lettere sammenlignbare for kundene, gitt at spesifiseringen er på et detaljeringsnivå som gjør at sammenligningen blir meningsfull.

Det vil imidlertid være krevende å spesifisere en avtale type som treffer behovene i markedet. Dersom det framstår som en anbefaling å inngå standardiserte avtaler kan det på sikt virke negativt inn på produktutvikling og på virksomheten til leverandører som tilbyr mer spesifiserte produkter.

16.4.2.4 Begrensning i maksimalt påslag til strømleverandørene

Tiltak rettet mot markedssvikt i sluttbrukermarkedet vil kunne bidra til lavere priser gjennom at et mer effektivt marked vil redusere påslaget til strømleverandørene og dermed lavere kostnader for kundene. Et alternativ til markedsforbedring er å regulere det maksimale påslaget strømleverandørene kan ta. Dette vil gjøre at de dyreste avtalene ikke lenger blir tilbudt, og gjøre at kunden både er sikret mot et høyt påslag i avtalen ved inngåelse og ved senere endringer i avtalen.

På den annen side kan et maksimalt påslag bli selvpoppfyllende, slik at leverandørene setter påslaget lik det maksimale påslaget. Konkurranselitteraturen er full av eksempler på at makspris blir ankerpunkt for markedspriser. Regulering av påslaget gjør også markedet mindre effektivt og kan svekke konkurransen i markedet og dermed føre til høyere kostnader på sikt.

16.4.2.5 Forbud mot forskuddsfakturering

En del strømvavtaler har a konto innbetaling, der kunden betaler en estimert pris for en gitt periode på forhånd, og så avregnes innbetalingen mot faktisk pris og forbruk når perioden er over, og strømkunden får tilbake eller må betale inn penger for å dekke differansen.

Forbud mot forskuddsbetaling kan bidra til at markedet kan bli mer oversiktlig, og kundene unngår risiko for å tape innbetalt beløp dersom leverandøren går konkurs. Det kan samtidig hindre at nye leverandører kan etablere seg ved at de må finansiere innkjøp før de får innbetaling fra kundene. Risikoen for tap av penger på kundenes side kan avbøtes ved andre tiltak, som konkrete krav til garanti i omsetningskonsesjonen for leverandøren.

16.4.2.6 Forbud mot prisendring etter avtaleinngåelse

En del strømleverandører har fått kritikk for å endre prisen kort tid etter at kunden har inngått avtale. Kundene står fritt til å bytte avtale dersom det ikke er avtalt bindingstid, men det er en risiko for at kunden ikke oppfatter at prisendringen skjer. Et forbud mot prisendring i en viss periode vil motvirke dette.

I den nye prisopplysningsforskriften er det krav om å oppgi hvor lenge prisen i avtalen gjelder for. Det kan derfor hende at dette behovet allerede er godt nok ivaretatt gjennom gjeldende regelverk. Det kan være vanskelig å definere hensiktsmessig periode for et forbud. Det vil også medføre stor risiko for leverandørene dersom forbudet ikke bare gjelder påslag, men totalpris.

16.4.2.7 Begrensninger i bindingstid og bruddgebyr

En del avtaler har bindingstid og et tilhørende gebyr dersom avtalen brytes fra kundesiden. Tilsvarende er kjent fra markedet for boliglån med fastrente. Dette kan være utfordrende dersom kunden ikke overskuer konsekvensene av avtalen og hvor kostbar den blir sammenlignet med

alternativer, spesielt i tilfeller der prisen i avtalen settes for en tid framover. En begrensning i bindingstid og bruddgebyr kan dermed begrense risikoen for kunden ved å forbli i en avtale.

Bruddgebyret settes for å håndtere risiko på strømleverandørens side. For at leverandøren skal kunne levere en fast pris over tid, må leverandøren selv sikre volumet de selger, og lavere solgt volum til sluttkunden representerer en risiko. Dersom denne risikoen ikke prises inn i et bruddgebyr i avtalen, vil leverandøren enten ikke kunne levere slike avtaler, eller velte over risikopåslaget i prisen i avtalen. Kunder som ønsker å ha lange avtaler vil da få et dårligere tilbud.

16.4.2.8 Markedsføringstiltak

I tillegg til regulatoriske krav knyttet til produkter, har Oslo Economics også vurdert ulike typer markedsføringstiltak. I tillegg til økt informasjon, som omtalt ovenfor, har de vurdert:

- Forbud mot koblingsalg (salg av strøm sammen med et annet produkt)
- Forbud mot salg av strømvavtaler ved telefonsalg, dørsalg eller standssalg
- Forbud mot winback (markedsføring mot kunder som vil avslutte avtale)

Felles for disse er at de kan gjøre markedet mer oversiktlig for kundene og forhindre at de inngår avtaler de ikke overskuer innholdet i, eller kan sammenligne med andre avtaler.

Nedsiden er at forbud kan begrense variasjon i tilbudet og konkurransen i markedet, og kan hindre for eksempel koblingsalg som gir insentiver til strømsparing gjennom strømvavtale med smartstyringssystem. Alternative tiltak er informasjonskrav for å sikre at kundene har et godt beslutningsgrunnlag i salgssituasjonen.

16.5 Tiltak for økt statlig styring av markedet

Dagens modell for sluttbrukermarkedet er bygget på konkurranse mellom leverandører og fritt valg av strømleverandør for kundene. En måte å håndtere markedssvikt i sluttbrukermarkedet på kan være å styre markedet direkte i stedet for å beholde dagens modell med konkurranse. Denne typen tiltak vil typisk være organiseringer som regulerer leverandørleddet og/eller produktene som tilbys. Det norske markedet har i dag høy grad av konkurranse. Omorganisering av markedet vil da typisk ikke føre til mer konkurranse, men vil være et virkemiddel der økt grad av regulering gjør markedet mer "håndterlig" for kundene. Det krever mer myndighetsorganisert oppfølging av markedet., og en statlig aktør må helt eller delvis ta ansvar for både leveranse og produktutvikling.

16.5.1 Statlig organisering av leverandørleddet

I dag kan kundene i sluttbrukermarkedet velge mellom en rekke ulike produkter og leverandører. En alternativ organisering av dette markedet kan være å avvikle strømleverandør-selskapene gjennom direkte regulering og utpeke andre som i så fall måtte ta hånd om innkjøp, balanseansvar, produktutvikling, kundeoppfølging, med videre. Da vil kundene slippe å forholde seg til å velge leverandør, og på den måten få mindre risiko i markedet for at de selv velger "feil".

Driften av tjenesten strømleveranse kan enten finansieres gjennom at kundene betaler for tjenesten som et påslag, som i dagens system, eller over statsbudsjettet og dermed finansiert av skatteinntekter.

Hva slags avtaler og tilleggstenester en statlig oppnevnt leverandør tilbyr må i et slikt system være helt eller delvis regulert. På den ene siden kan det være at myndighetene ønsker å regulere hva slags avtaler kundene skal få tilbud om. På den andre siden vil tilbudssiden kunne måtte reguleres for å opprettholde et diversifisert tilbud med mindre man klarer å gi de(n) utpekte leverandør(en)e insentiver til å utvikle tilbud og produkter på samme måte som i et marked med konkurranse.

Kundene vil med denne organiseringen ikke ta noen valg om strømleverandør. Dersom den statlig regulerte tjenesten tilbyr ulike avtaler og tjenester, vil de fortsatt ta valg mellom disse, som valg mellom spotprisavtale og fastprisavtale, eller valg av tilleggstjenester, som automatisk el-billading eller andre tjenester som regulerer forbruk.

Vurdering – blir markedet mer velfungerende?

- Tiltaket kan gi økt transparens for kundene. Med effektiv regulering reduseres risikoen for å betale for høyt påslag på grunn av for lite innsikt i ulike avtaler. Tiltaket kan også gi økt tillit til tjenesten strømleveranse ved at det er en statlig aktør som leverer tjenesten, og dermed mindre risiko for at leverandøren har insentiver til å tjene penger på informasjonsasymmetri.
- Kostnaden ved levering av tjenesten kan bli høyere eller lavere enn dagens situasjon. Ved statlig leveranse og monopol på tjenesten må påslaget reguleres. Gitt at det regulerte påslaget reflekterer de faktiske driftskostnadene for leverandøren, kan påslaget bli lavere dersom markedssvikten er såpass betydelig at dagens nivå er jevnt over er høyere enn det som er den markedsmessig effektive løsningen. Kostnaden kan imidlertid bli høyere fordi leverandøren ikke nødvendigvis har samme insentiver til å drive effektivt.
- Hvorvidt utpekte leverandører får sterkere eller svakere insentiver til å utvikle tilbud i tråd med etterspørselen avhenger av regulering av aktiviteten. Det er risiko for at over tid vil tilbudet av avtaler og produkter kunne bli dårligere sammenlignet med en velfungerende markedsløsning.
- Mer statlig regulert tilbud kan muligens avhjelpe risikoen for passive kunder, dersom tilbudet avgrenses slik at det ikke blir så mange valg. Dette kan bli mindre kostbart for passive kunder eller kunder som ikke ønsker å være aktive i markedet, siden risikoen ved å velge "feil" kan bli mindre. Om utpekte leverandører treffer strømkundene med sine tilbud er imidlertid et åpent spørsmål.
- De negative virkningene av tiltaket vil dempes dersom den statlige oppnevnte leverandøren ikke har hele markedet, men bare delvis og for eksempel bare innrettes som et tilbud mot enkelte kundegrupper.

Gitt at det den offentlige aktøren operere på markedsvilkår, vil et slik tiltak være lovlig etter EØS-avtalen. Hjelmeng skriver i sitt notat (side 5): *Selv om det offentlige etter EØS-avtalen står fritt til selv å drive virksomhet i et marked, stiler det såkalte markedsaktørprinsippet opp rammer for slik virksomhet. I utgangspunktet vil det offentlige ikke kunne gå inn på prosjekter i markedet som ikke også hadde vært aktuelle for en rasjonell privat investor, dvs. at driften må ha utsikt til å gå med overskudd* (Hjelmeng 2023).

Inngrep som påvirker virksomheten til private strømleverandører, må vurderes opp mot gjeldende og eventuelt kommende forpliktelser etter tredje og fjerde elmarkedsdirektiv.

16.5.2 Regulering av pris

16.5.2.1 Myndighetsregulert fastpris

Noen land har hatt et system der prisen i sluttbrukermarkedet er satt for en tidsperiode av gangen. I Storbritannia setter reguleringsmyndigheten prisen til sluttbrukerne for en tremånedersperiode basert på forventet markedspris. Et slikt system vil i utgangspunktet ikke være innrettet som en støtteordning, siden prisen følger markedsnivået. Men kundene vil få forutsigbarhet i strømkostnadene for en gitt periode av gangen. I praksis er dette en myndighetsregulert fastprisavtale på markedsvilkår.

Resultatet av systemet vil avhenge av om det åpnes for andre leverandører og avtaler i tillegg til den myndighetsregulerte fastprisen. Dersom den regulerte fastprisen er det eneste tilbudet, vil ikke

kundene velge annen avtale og strømleverandørleddet blir i stor grad et videresalg av en gitt pris. Det kan være mulig å opprettholde tilleggstenester som kundene kan velge mellom, slik at det fortsatt er et marked der man kan velge ulike leverandører, men gitt at det ikke går an å konkurrere om ulike typer strømvavtaler, er det rimelig å anta at det blir vesentlig lavere antall leverandører. Blir det svært få leverandører i markedet og det blir en form for monopolsituasjon, må leverandørleddet muligens reguleres.

Kundene vil i liten grad forholde seg til selve markedet, og strategi for prissikring og valg av produkt er i stor grad tatt. Dette gir økt forutsigbarhet og mindre risiko for kunden velger 'feil'.

I Storbritannia har dette fungert slik at den myndighetsregulerte prisen fungerer som en referansepris, og leverandørene konkurrerer om å levere kontrakter som er under denne fastsatte kontraktsprisen, se kapittel 8.11. I praksis blir den myndighetsregulerte prisen et pristak. Da er det i stor grad fortsatt mulig å opprettholde konkurranse i leverandørleddet. Så lenge prisen i den regulerte kontrakter er markedsbasert, er det mulig for andre markedsaktører å konkurrere mot denne kontrakten.

Hvis prisen er lik for alle timer i den gitte perioden, har kundene som ved økt bruk av prissikring generelt mindre insentiver til å tilpasse seg høypristimer. Siden prisen justeres jevnlig etter markedsprisene vil kundene imidlertid være eksponert for høyprisperioder som varer over noe tid, som gjør at de vil få insentiver til å redusere forbruk i disse periodene.

En slik organisering av markedet i Norge vil kreve lovendringer, og vurdering opp mot EØS-avtalen for å sikre at avtalene ikke kan inneholde elementer av statsstøtte.

En vil også måtte ta stilling til om strømleverandører som tilbyr den regulerte avtalen selv skal prissikre volumet for avtalene, eller om dette skal gjøres på en annen måte.

Vurdering – blir markedet mer velfungerende?

- Dersom det i stor grad kun er den myndighetssatte fastprisen som blir tilbudt, vil markedet bli enklere å håndtere ved at kundene får færre valgmuligheter og økt forutsigbarhet for kostnadene for en gitt periode av gangen. Som med en statlig kraftleverandør vil en slik organisering kunne føre til mer tillit til markedet siden prisen er regulert.
- Mindre tilbud og færre leverandører betyr et mer begrenset marked og dermed større risiko for ineffektivitet, svakere insentiver til tilbyderne for å utvikle nye produkter og høyere kostnader til kundene på sikt.
- Dersom alle må kjøpe avtaler med regulert pris, vil det i praksis bety et begrenset tilbud til kundene. Kunder som ønsker spotprisavtaler eller fastprisavtaler på lengre perioder vil ikke nødvendigvis få et tilbud.
- Dersom en regulert pris-avtale ikke skal gjelde alle kunder, men konkurrere med andre avtaler i markedet, kan de negative virkningene av reguleringen bli mindre. Det må da vurderes hva man vil oppnå med et statlig regulert tilbud. På den ene siden kan aktører som har lav tillit til markedet og/eller passive kunder ha mer tillit til et statlig regulert tilbud. På den andre siden er det ikke sikkert at dette tilbudet faktisk er den beste løsningen for disse kundene.
- Den myndighetssatte prisen kan bli en referansepris i markedet. Dette kan virke forenkling og transparent for kundene. På den annen side kan det begrense konkurransen i markedet.

16.5.2.2 Statlig forhandler av strøm til fastprisavtaler

Dagens system for prissikring har tilbud gjennom strømleverandørene, som normalt prissikrer sine strømkjøp i fremtidsmarkedet og leverer til næringsliv og husholdninger, og fra kraftprodusentene, som har inngått bilaterale avtaler med kraftintensiv industri. I de nye fastprisavtalene for næringslivet videreselger strømleverandørene tilbud om fastprisavtaler fra kraftprodusentene.

Tiltaket som omtales her innebærer at en statlig aktør, eller statlig utnevnt aktør, forhandler med kraftprodusentene om innkjøp av strøm for at strømleverandørene kan videreselge dette volumet. Referanseprisen for alle typer fastprisavtaler er forventet markedspris framover. Et ønsket utfall av at en statlig aktør forhandler direkte med kraftprodusentene er at innkjøp av større volum strøm vil kunne føre til lavere pris enn strømleverandørene kunne oppnådd på egenhånd.

For kunder som ønsker fastprisavtaler vil ikke tiltaket medføre endringer, men dersom tilbudet av fastprisavtaler blir bedre eller får lavere pris, kan tiltaket føre til økt bruk av fastprisavtaler.

Roller til strømleverandørene vil avhenge av markedet for øvrig. Gitt at tilbud om spotprisavtaler vil være leverandørens ansvar, vil det fortsatt være grunnlag for et marked med konkurranse blant strømleverandørene. Strømleverandørene vil også få et alternativ til å sikre strømkostnader i fremtidsmarkedet for å tilby fastprisavtaler. Det betyr at leverandørene kan unngå dagens barrierer for å tilby fastprisavtaler i form av manglende sikringsmuligheter i fremtidsmarkedet.

For kraftprodusentene kan det bli attraktivt å flytte prissikring fra det finansielle markedet til fremforhandlede kjøpsavtaler. Betingelsene kraftprodusentene vil selge strøm for vil være avhengig av en rekke faktorer. I dag fremmes lange kjøpsavtaler ved et grunnrenteskatteunntak som gjør at produsenten beskattes til kontraktspris for visse typer salg av strøm. Hvis det ikke innføres tilsvarende unntak for denne typen salg, vil skatterisikoen for produsentene prises inn i avtalene og gjøre dem dyrere enn øvrige fastprisavtaler.

Kraftprodusentene vil uansett ha et alternativt marked for langsiktig kraftsalg (terminmarkedet), der vurderingen av verdi er basert på prisforventninger framover. Produsentene har i utgangspunktet ikke insentiver til å selge strøm til lavere verdi enn prisforventningene i markedet. Situasjonen er annerledes dersom produsentene mangler andre måter å prissikre seg, og har en betalingsvillighet for å gjennomføre denne typen salg. Det er ikke noe som nå tilsier at produsentene mangler denne typen muligheter.

Store innkjøp kan også ha motsatt effekt – det kan virke prisdrivende dersom produsentene ikke ser det som bedriftsøkonomisk gunstig å låse inn større volumer med avtaletyper det er vanskelig å kombinere med normale terminkontrakter. I så fall kan resultatet bli en premie på toppen av prisene i terminmarkedet for å inngå avtale. Dette er en normal egenskap i alle råvaremarkeder og i markeder for verdipapirer: hvis noen vil kjøpe en enkelt aksje i et børsnotert selskap, har det normalt ingen betydning for markedsverdien av aksjen. Hvis noen derimot ønsker å kjøpe for eksempel halvparten av alle aksjene i et selskap, vil markedsverdien typisk øke når det blir kjent.⁶¹ Tilsvarende er det i for terminkontrakter i engrosmarkedet for kraft. Dersom det blir kjent at en stor kjøper vil prissikre et stort volum, vil de som skal utføre oppdraget forsøke å skjule størrelsen for å unngå at prisen stiger som en konsekvens av den store kjøpsinteressen.

Dersom et statlig selskap opptrer som markedsaktør på linje med øvrige aktører, vil et slikt tiltak neppe ha EØS-rettslige utfordringer, men det må gjøres en konkret vurdering. Tiltaket må blant annet

⁶¹ Dette er en viktig årsak til at det for eksempel i aksjemarkedet er regler om meldeplikt for aktører som kjøper seg opp i eierandel i et aksjeselskap.

vrderes opp mot til gjeldende og eventuelt kommende forpliktelser etter tredje og fjerde el-markedsdirektiv.

Vurdering – blir markedet mer velfungerende?

- Statlige innkjøp til fastprisavtaler kan øke tilbudet av fastprisavtaler til strømleverandører.
- En ordning der kraftprodusentene selger strøm på lange avtaler til strømleverandørene kan også være et alternativ til at leverandørene sikrer volumet i fremtidsmarkedet. Det kan legge til rette for økt tilbud, spesielt i lys av vanskeligheter i fremtidsmarkedet det siste året.
- En statlig forhandler kan bidra til å forbedre informasjonssymmetri om fastprisavtaler og større tillit til at prisnivået er riktig satt, og dermed også føre til økt etterspørsel.
- Man kan ikke forvente lavere prisnivå på den underliggende strømprisen ut til kundene enn ved dagens system, siden referanseverdien for salg av strøm framover uansett måles opp mot langsiktige prisforventninger. Produsentenes strategier rundt prissikring kan imidlertid bevege prisnivået noe både opp og ned. Store innkjøp fra staten kan også potensielt virke prisdrivende i seg selv.
- Økt bruk av prissikring gjennom bilaterale avtaler vil ha negative konsekvenser for det finansielle markedet. Dersom store volum flyttes over på bilaterale lange kontrakter, blir det lavere volum i fremtidsmarkedet. Det kan føre til mindre tillit til fremtidsmarkedet som relevant pris, og dermed økt risiko og risikopåslag som vil påvirke prisen i fastprisavtalene.

16.5.2.3 Videreføring av differansekontrakt-pris til forbrukerne

Et kombinert tiltak for både prissikring og subsidier til ny fornybar energi kan være at myndighetene viderefører prisen i differansekontrakter til strømkundene. Differansekontrakter er et støttesystem for fornybar elektrisitetsproduksjon, der myndighetene garanterer et gitt prisnivå. Produsenten får da utbetalt differansen dersom spotprisnivået ligger under kontraktsprisen, og må eventuelt betale differansen dersom spotprisnivået ligger over kontraktsprisen.

Hvis prisen i differansekontrakten videreføres til kundene⁶² vil kundene implisitt være med på å finansiere ny produksjon. Siden denne prisen ligger fast og ikke svinger med spotprisnivået, vil dette i praksis være en form for fastpriskontrakt og medføre større grad av prissikring til kundene. Dette kan være en form for obligatorisk prissikring, dersom alle kunder skal være omfattet. Det er mulig å se for seg unntak fra denne plikten, jf. at kraftintensiv industri er unntatt fra plikten til å kjøpe el-sertifikater.

Det er sannsynlig at prisen i differansekontraktene vil være høyere enn markedsprisen, siden grunnlaget for å lage en differansekontrakt er at prosjektet som skal finansieres er ulønnsomt med dagens prisforventninger. Løpende spotprisnivå varierer og vil formodentlig ligge over og under kontraktsprisen i perioder. Det er imidlertid stor usikkerhet om prisutviklingen framover. Selv om prisforventningen ved inngåelse av differansekontrakten er at kontraktsprisen ligger over markedsprisen i snitt, er det ikke sikkert at denne prisforskjellen vil være nettoeffekten over lang tid. Totalkostnaden for strømkunden kan derfor ende over eller under det man kunne oppnådd med prissikring basert på markedsprisene.

Det er svært usikkert hva volumet av differansekontrakter kan bli i Norge, men det vil uansett bare kunne dekke en andel av alt elektrisitetsforbruk. Per nå har myndighetene utlyst differansekontrakter for havvindproduksjon i Sørlige Nordsjø II. Mye av elektrisitetsforbruket må derfor dekkes opp med andre typer kontrakter. Dette kan forbrukeren i utgangspunktet gjøre selv til markedspris. Dersom staten skulle tilbudt også det gjenstående nivået i kontrakter ut til forbrukerne,

⁶² Bruk av inntekter fra differansekontrakter som støtte til forbrukerne omtales i kapittel 17.

måtte de kjøpt inn kraft i markedet til markedsvilkår. Som beskrevet i vurderingen ovenfor at statlig leverandør og statlig innkjøper av kraft vil ikke dette automatisk medføre lavere kostnader til kundene, resultatet kan være motsatt. Dersom det finnes andre velfungerende alternativer for prissikring i markedet vil det være et bedre alternativ enn at staten kjøper inn kraft og videreselger.

Vurdering – blir markedet mer velfungerende?

- Ved obligatorisk prissikring vil kunder få større forutsigbarhet og måtte ta mindre valg i markedet. Det kan forenkle situasjonen for kundene og gjøre markedet mer oversiktlig.
- På den annen side vil kunder som ikke ønsker prissikring fratras valget om dette helt eller delvis.
- Videreføring av prisene i differansekontrakter kan drive kostnadene for kundene opp. Tiltaket kan primært oppfattes som en brukerfinansiering av ny elektrisitetsproduksjon og i dette tilfellet også prissikring til kundene, ikke et tiltak for lavere priser isolert sett. Selv om ny produksjon medfører styrket kraftbalanse virker prisdempende, er det usikkert om nettoeffekten av tiltaket for kundene vil være en prisøkning eller en prisreduksjon.
- Dersom det ellers ikke finnes et markedstilbud av prissikring, vil myndighetsbaserte løsninger for prissikring være en måte å sikre kundene et slikt tilbud. Det er ikke åpenbare fordeler av at staten går inn på leverandørsiden dersom andre alternativer finnes i markedet.

16.6 Forbrukerfleksibilitet i topplasttimer

I utvalgets mandat står forbrukerfleksibilitet i topplasttimer spesifikt nevnt. Topplasttimer er timer der det samlede forbruket av strøm er på sitt høyeste. Slike timer kan medføre utfordringer for effektsituasjonen i systemet. Effekt er mengden strøm som kan brukes på en gang. I fysikken er det snakk om energi per tidsenhet, og i kraftmarkedet blir dette normalt konkretisert til energi per time (eller kvarter). Selv om produksjonskapasiteten i det norske systemet over et år er tilstrekkelig for å dekke forbruket, kan det være at det i enkelttimer blir svært stor etterspørsel etter kraft, for eksempel på grunn av kaldt vær og lite import. Hvor mye kraft som kan produseres og føres fram til kundene i enkelttimer, effekt, begrenses av kapasiteten i produksjonsanleggene og av nettkapasiteten. Dersom det ikke finnes nok effektkapasitet i systemet, vil det medføre dårlig forsyningssikkerhet fordi krafttilgangen ikke tilsvarer etterspørselen.

Med mer svingende priser, økt forbruk og økt grad av uregulerbar kraftproduksjon er det sannsynlig at effektproblematikk blir viktigere framover. NVEs analyser av effektsituasjonen viser at selv om det er tilstrekkelig effekt i systemet i dag, vil dette bli utfordret i et 2030-perspektiv (NVE 2022). I timer med høy etterspørsel er det ikke bare effekt som kan bli utfordrende, men prisnivået kan også bli svært høyt. Tiltak for å økte fleksibiliteten i topplasttimer kan derfor avhjelpe effektproblemer og bidra til å dempe pristopper i tillegg til å redusere behovet for økte nettinvesteringer, noe som igjen bidrar til å motvirke økte nettariffer til kundene.

Det finnes flere kilder til fleksibilitet i topplasttimer, i hovedsak forbrukerfleksibilitet, produksjonsfleksibilitet og import av kraft. I tillegg vil flere konkrete tiltak for å dempe energibehov i topplasttimer også redusere energibehovet for året sett under ett. Her ser vi på forbrukerfleksibilitet spesifikt, for både husholdninger og næringsliv.

16.6.1 Hvordan kan forbrukerfleksibilitet utløses, og hva er potensialet?

Flere langsiktige analyser, som Statnetts langsiktige markedsanalyse, bruker som forutsetning at produksjon av grønt hydrogen vil bety stor forbruksfleksibilitet i systemet. Produksjon av grønt hydrogen finnes i liten grad nå, og når produksjonen blir oppskalert slik at den kan gi vesentlige bidrag til fleksibilitet i systemet er usikkert. Statnett legger til grunn at dette skjer utover 2030-tallet. På kort sikt er det derfor andre kilder som må bidra med forbrukerfleksibilitet.

Det viktigste virkemiddelet for å utløse fleksibilitet er at prissignalene fra engrosmarkedet når fram til kundene. I topplasttimer vil prisen være høy, og det i seg selv gir kundene incentiver til å redusere forbruket. Andre steder i rapporten diskuteres det at strømstøtte og prissikring gjør at kundene får svakere incentiver til å tilpasse seg prisnivået, og dette gjelder også for forbruksfleksibilitet i topplasttimer. Virkemidler som tar bort alle prissignaler for kundene fjerner mye av markedsincentivene til å utløse forbruksfleksibilitet.

For at kundene skal kunne reagere på prissignalene, må de ha fysisk mulighet til å redusere forbruket. En del forbruk er uansett vanskelig å flytte i tid eller redusere midlertidig, som forbruk i kraftintensiv industri, der kontinuerlig elektrisitetstilgang for å holde produksjonen oppe har høy verdi. Der vil kostnaden ved å redusere forbruket ofte være høyere enn å betale de høye prisene og dermed kunne opprettholde produksjonen. Andre typer næringsliv kan ha større mulighet til å flytte produksjon og dermed strømforbruk til mindre belastede timer. Avtaler med kunder som venter på produkter eller tjenester kan imidlertid redusere fleksibiliteten i praksis. For næringsliv og husholdninger der mye av strømforbruket er knyttet til oppvarming og drift av bygg og til transport, er det generelt gode muligheter for å redusere eller flytte forbruket i tid, uten redusert komfort. Det kan likevel være barrierer i form av at ikke alle kundene forholder seg til markedet time for time, og disse kan være mer avhengig av automatiseringsløsninger for forbruk tilpasset prisnivå for at fleksibiliteten skal kunne utnyttes.

De største volumene av fleksibilitet per enkeltinstallasjon er også de vanskeligste å utløse. Det er mulig å utløse store volum fleksibilitet hos store kunder som kraftintensiv industri, men på grunn av prisuelastisk forbruksmønster krever fleksibilitet store investeringer og også ny teknologi. Flexibilitet i bygg vil utløse mindre volum per enkelt enhet, men har samtidig lavere kostnader og mulighet til å implementere slike løsninger, slik at summen av kundefleksibilitet i bygg kan bli stor.

THEMA og Multiconsult (2022) illustrerer potensial og kostnadsnivå for forbrukerfleksibilitet i ulike sektorer slik:

Kilde	Mulig volum 2030 (MW)	Mulig volum 2050 (MW)	Kostnad	Type tiltak	Ledetid	Forutsetning for å levere
Effektutvidelser vannkraft	700	Potensielt stort	Middels	Få og store i		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet Konsesjon og konsesjonvilkår
Pumpekraft	-	-	Middels	Få og store investeringer		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet Konsesjoner
Reservekraft	280	Tilpasset behovet	Svært høy	Få og store investeringer		<ul style="list-style-type: none"> Kapasitetsmarked i regi av Statnett
Tradisjonell industri	3500	3500	100-200 EUR/MWh	Utnytte eksisterende		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet pga. prisvariasjoner Lav risiko for produksjonskjeden
Batterifabrikker	250	avh. av utbredelse	Middels	Få og store		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomt med termisk lager eller alternativ energi
eFuels	usikkert	1000	Lav	Styring		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet - prisvariasjon over døgnet
Bygg	1000	6000	Middels-høy	Mange og små		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet og kunnskap om tiltak Automatisk styring og enkel data tilgang
Hybrid transport	75	100	Lav	utnytte eksisterende kapasitet		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet God tilgang på alternativ drivstoff
Batterier	Ukjent, men økende	Stort, inkl V2G	Høy, men synkende	Mange og små		<ul style="list-style-type: none"> Lønnsomhet - brukes til flere formål

Figur 16-1 Potensial og kostnadsnivå for forbrukerfleksibilitet

16.6.2 Tiltak for økt forbrukerfleksibilitet i topplasttimer

Tiltak for økt forbrukerfleksibilitet vil kunne være aktuelle å vurdere dersom prissignaler og øvrig tilgjengelig fleksibilitet i systemet ikke er tilstrekkelig for å avhjelpe situasjonen i topplasttimer. Dersom det er lite fleksibilitet i forbruket og høye kostnader hos kundene, kan det likevel hende at den samfunnsøkonomiske verdien av fleksibilitet i systemet overstiger verdien av å redusere forbruket for de enkelte kundene. Selv ved svært høye priser er det mulig at kundenes betalingsvillighet for å opprettholde strømforbruket i topplasttimer er enda høyere. I så fall kan det være aktuelt med ulike tiltak for å utløse fleksibilitet markedet ikke bidrar med selv:

- *Lovpålagt fleksibilitet*, for eksempel i tillatelser om tilknytning av forbruk til nettet, kan være virkningsfulle tiltak. Samtidig har krav mulige kostnader for kundene som ikke nødvendigvis har lønnsomme tiltak de kan treffe for å gjøre forbruket mer fleksibelt. Krav vil kunne senke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for næringsvirksomhet. Lovpålagte krav bør derfor eventuelt rettes inn mot forbruk der potensialet for fleksibelt forbruk er til stede uten store nettokostnader for kunden.
- *Avtaler om fleksibilitet* kan gjøres gjennom støtteordninger der kunden får betalt for å redusere sitt forbruk, og på den måten få verdien av forbruksreduksjon for kunden til å bli den samme som for systemet som helhet. Dette kan i teorien rettes mot både små og store forbrukere av kraft. Statnetts energiopsjoner i forbruk (avsnitt 15.4.1) er et eksempel på slike avtaler, selv om de er mer rettet mot energiknapphet enn mot topplasttimer.

Effekten på priser i engrosmarkedet av bruk av energiopsjoner på forbrukssiden analyseres i kapittel 15.

17 Strømstøtte

Kapittel 17 tar for seg tiltak som demper kundens strømgregninger til et nivå som ligger under engrosprisene. Hensikten med slike tiltak vil være å skjerme kunden for effektene av høye strømpriser og bidra til å håndtere kostnader, enten det dreier seg om husholdninger, næringslivet eller andre forbrukergrupper. Støtte til husholdningene kan for eksempel være motivert av å verne forbrukere som uventet havner i en sårbar økonomisk situasjon. Støtte til næringslivet kan være motivert av å opprettholde aktivitet og tilbud, og beskytte bedriftenes konkurranseevne.

I dette kapittelet vurderes ulike forslag til tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet som har mål om å redusere forbrukerens strømgregninger til et nivå som er lavere enn spotprisen, og som derfor kan inneholde elementer av offentlig støtte. Dersom strømgregningene skal dempes uten inngrep i prisdannelsen i engrosmarkedet, må mellomlegget mellom den lavere sluttbrukerprisen og den høyere spotprisen dekkes med ressurser som er hentet på annet vis enn gjennom forbrukerens regning. En strømleverandør som blir pålagt å selge strøm til en pris som er lavere enn selskapets innkjøpspris i engrosmarkedet går konkurs uten tilskudd. Tiltakene krever derfor en direkte eller indirekte overføring av ressurser til forbrukerne som markedet selv ikke vil levere, og som derfor må være politisk bestemt. Strømstøtteordningene som ble innført under strømpriskrisen i 2021 er eksempler på en politisk bestemt overføring av ressurser til forbrukere, med mål om å dempe strømgregningene. Kapittelet vurderer ulike strømstøtteordninger og andre mekanismer der ressurser overføres til forbrukere for å dempe deres kostnader.

Tiltakene som vurderes i dette kapittelet skiller seg fra de som er vurdert i kapittel 15 og 16. I kapittel 16 vurderes tiltak rettet mot sluttbrukermarkedet som har mål om å korrigere for markedssvikt og tilrettelegge for prissikringsavtaler, men som ikke resulterer i sluttbrukerpriser som på sikt er lavere enn engrosprisene og som heller ikke inneholder elementer av offentlig støtte. I kapittel 15 vurderes tiltak rettet mot engrosmarkedet.

Utvalget tar ikke stilling til hvordan støtteordninger skal finansieres eller størrelsen på eventuell omfordeling. Den eksisterende strømstøtteordningen er delvis begrunnet i at offentlige inntekter øker når strømprisene er høye, noe som gjør at den norske strømstøtteordningen har blitt referert til som omfordeling. Inntektsfordeling kan håndteres på ulikt vis, gjennom direkte overføringer i støtteordninger, indirekte overføringer i andre ordninger, eller på andre måter over statsbudsjettet eller skattesystemet.

Støtte for å håndtere økte strømkostnader kan også gjøres på andre måter enn å redusere strømgregningen. I Norge har det tidligere i liten grad blitt tatt i bruk ordninger som subsidierer forbrukerne direkte i perioder med høye priser. Økte statlige inntekter har i stedet blitt disponert til økt velferd. Støtte kan også gis gjennom for eksempel støtte til energieffektivisering eller andre tiltak for å redusere strømforbruket, noe som på sikt kan bidra til lavere strømgregninger og et mer effektivt kraftsystem. I denne kapittelet fokuseres det på omfordeling som er direkte knyttet til strømgregningen, og i mindre grad på ordninger som er knyttet til generell velferd eller energieffektivisering. Strømsparing og energieffektivisering er imidlertid ett av flere elementer som kan bidra til en styrket kraftbalanse.

17.1 Etterspørselsrespons

Støtteordninger for strømkostnader skal hjelpe strømkundene i en situasjon med høye priser. Støtten gjør at de har råd til å bruke mer strøm enn de ellers ville ha gjort, til tross for høye priser. Samtidig er høye priser i et markedsbasert system et signal om knapphet, en situasjon der markedet skal tilrettelegge for økt produksjon og mindre etterspørsel. Prissignalene er viktige for at forbrukerne

skal redusere etterspørselen i en stram situasjon. Når forbrukerne ikke reduserer etterspørselen i tråd med prisene, kan dette gjøre at prisene øker ytterligere – fordi situasjonen blir enda mer stram. På kort sikt vil mangelen på respons påvirke effektbalansen og forsyningssikkerheten negativt, øke risikoen for rasjonering, samt skape større avhengighet av naboland og økt netto import.

Over tid vil også prisgrenser eller støtteordninger kunne dempe forbrukerens incentiver til investeringer i energieffektivitet, og føre til høyere strømforbruk i samfunnet. Dette er igjen prisdrivende i engrosmarkedet, som resulterer i en høyere spotpris. Dersom et økt forbruksnivå skal dekkes, må det møtes med økt produksjon, som igjen vil legge press på naturarealer, eller alternativt føre til behov for høyere import. Høyere spotpris medfører høyere statlige inntekter, men også høyere statlige utgifter for å dekke mellomlegget dersom staten subsidierer sluttbrukerprisen. De høye prisene i engrosmarkedet som kommer som en indirekte effekt av forbrukernes subsidier vil kunne gi incentiv til investeringer i ny kraft, men ikke nødvendigvis med større effektivitet enn direkte statlige subsidier til utbygging. Et unntak kan være ordninger som demper sluttbrukerprisene på bekostning av kraftprodusentenes inntekter, da disse vil kunne påvirke investeringssignaler negativt dersom de fører til usikkerhet rundt fremtidig inntjening.

I et fremtidig kraftsystem med høyere andel av vindkraft og solkraft som ikke er regulerbar, vil fleksibilitet i overskuelig fremtid være dyrere. Det kan derfor være behov for større fleksibilitet på etterspørselssiden. Støtteordninger som demper prissignalene, og spesielt svingninger i prissignalene, kan redusere forbrukernes incentiv til å endre adferd, og redusere tilgangen til forbrukerfleksibilitet.

I hvor stor grad strømstøtte eller prisgrenser fører til økt forbruk, er vanskelig å tallfeste. Vi har begrenset kunnskap om hvordan forbrukere vil kunne reagere på ulike pris- og støttenivå. I et land som baserer seg på strøm til oppvarming, er det stor forskjell på hvor mye ulike forbrukere vil kunne kutte i forbruket når strømprisene er høye og været er kaldt. Det vil avhenge av hver forbrukers normalforbruk og betalingsevne, samt muligheter til å bruke alternativ oppvarming som vedfyring. I kapittel 8.9 beskriver vi prispølsomheten hos strømforbrukere. Til tross for strømstøtteordningen som virket gjennom hele 2022, ble det målt at norske husholdninger kuttet betydelig i sitt strømforbruk samme år. Samtidig er det usikkert om forbruket ville vært kuttet enda mer hvis vi ikke hadde hatt strømstøtten. I det sørlige Norge ble det målt en stor temperaturkorrigert nedgang på 14 prosent, noe som tilsier at husholdningene gikk langt i å tilpasse seg for å redusere sine strømutfgifter. Som beskrevet i 8.9 er det også store variasjoner innen næringslivet i evnen til å tilpasse seg økt strømprisnivå på kort sikt. Spesielt i næringer der strøm brukes som innsatsfaktor er forbruket ofte lite fleksibelt.

17.2 Tiltak for husholdninger, frivillig sektor, landbruk, næringsliv og industri

Støttetiltak kan være permanente eller midlertidige. Felleseuropeiske regler åpner i større grad for midlertidige omfordelingstiltak i krisetid, og i mindre grad for permanente omfordelingstiltak i normaltid. Dette er begrunnet i ønsket om å begrense de negative effektene som inngrep i sluttbrukerprisene kan få for forbrukernes etterspørselsrespons og mulige følgeeffekter for kraftsystemet i form av svekket forsyningssikkerhet og forsinkelse av det grønne skiftet. I dette kapitlet vurderes tiltak som er tenkt å ha permanent varighet (for eksempel to-prissystem for husholdninger, og salg av strøm til produksjonskostnader gjennom statlige CfD-ordninger), så vel som tiltak som er tenkt å ha midlertidig varighet i en krisesituasjon (som ulike varianter av strømstøtte- eller rabattordninger). Alle støtterordninger vil innebære at forbrukerne betaler mindre enn hva strømprisen er i engrosmarkedet.

Når vi vurderer effekten av ulike tiltak på kraftsystemet, vil tiltakene ha ulik effekt om de er midlertidige eller varige. Varige støttetiltak vil gi permanent høyere etterspørsel og muligens også mindre etterspørselsfleksibilitet enn en situasjon uten tiltak, og da må virkningene på kraftsystemet måtte avbøtes med andre tiltak for å øke produksjon og fleksibilitet på andre måter for å i størst mulig grad unngå negative effekter. Midlertidige tiltak vil også ha samme type effekter, men forbigående og svakere. Derimot kan et tiltak som er midlertidig fortsatt skape forventninger til at tiltaket blir gjeninnført ved høyere priser senere. Slik kan midlertidige tiltak likevel ha permanent virkning på for eksempel viljen til å gjøre investeringer for å få ned forbruket eller velge for eksempel en fastpris kontrakt for å skjerme seg mot høye priser.

Bedrifter vil i varierende grad ha mulighet til å videreføre økte strømkostnader til sine kunder. På kort sikt vil muligheten være begrenset. Bedrifter som konkurrerer i internasjonale markeder, kan i liten grad påvirke prisnivået på produktene de selger. Generelt påvirker prisforskjeller mellom land eller områder konkurransebetingelsene for bedriftene. For bedrifter som har mulighet til å øke prisene, vil økte produktpriser kunne føre til redusert omsetning og dermed dårligere lønnsomhet i bedriften, slik at tapt omsetning må avveies mot lavere inntjening. Generelt vil tilpasningsmuligheter være større over tid, da det kan gjennomføres tiltak som påvirker strømforbruket i en situasjon når markedene er relativt stabile. Dette avhjelper ikke varige prisforskjeller mellom land eller områder. Husholdninger og frivillig sektor har liten eller ingen mulighet til å videreføre kostnadene, mens også her vil strømkundene i større grad kunne gjøre tilpasninger over tid.

Det er krevende å innrette tiltak overfor alle kundegrupper, både husholdninger og næringsliv, som er treffsikre og ikke har høye administrasjonskostnader. Dette er erfaringer som ble gjort under pandemien og med strømstøtteordningene. En støtteordning kan være søknadsbasert for å øke treffsikkerheten, men vil fortsatt være avhengig av at det settes kriterier som retter ordningen inn mot ønskede mottagere.

17.3 Juridisk vurdering av støttetiltak

Utgangspunktet for dette avsnittet er juridiske vurderinger skrevet for utvalget (Hjelmeng 2023, Mathisen 2023).

Støttetiltak med sikte på å dempe strømprisene for sluttbrukere kan utformes på ulike måter, og valg rundt utforming vil påvirke i hvilken grad tiltakene kan utfordres med grunnlag i felleseuropeiske markeds- og statsstøtteregler. Eksempler på sentrale valg er hvilken rolle staten tar, hvilke forbrukergrupper som omfattes av tiltaket, om tiltaket sikter på å dempe sluttbrukerprisene til et nivå som ligger under spotprisen i engrosmarkedet, og tiltakets varighet – om det skal gjelde i en avgrenset periode (for eksempel til en midlertidig priskrise er over) eller på permanent basis også i normaltid. Det er viktig å merke seg at felleseuropeiske regler stadig endres i respons til nye politiske kontekster, og at i den forstand er handlingsrommet dynamisk.

Offentlig støtte til foretak som konkurrerer kan virke konkurransevridende, og er som hovedregel forbudt etter EØS-avtalen (avhengig av omfanget av støtten). EØS artikkel 61 nr. 1 inneholder et generelt forbud mot støtte gitt av offentlige midler. Forbudet rammer vidt, og omfatter både subsidier, selektive avgiftslettelser og/eller lettelsener i kostnader som ville påløpt under normale markedsforhold. Men det finnes unntak. For eksempel gir avtalen grunnlag for unntak fra forbudet dersom det er krise i økonomien, slik tilfellet har vært i strømpriskrisen. Dette unntaket tolkes snevert. Men det har tillatt midlertidig strømstøtte til norsk næringsliv. Gjennom krisen har Kommisjonen vedtatt midlertidige rammeverk for statsstøtte (nærmere omtalt i kapittel 11), som strømlinjeformer og tillater raskere behandling av Kommisjonen, og indirekte ESAs, notifikasjoner om krisestøtte. Det betyr at tiltak kan iverksettes raskere dersom de er utformet etter visse regler, som

for eksempel at tiltaket er utformet slik at kundene fortsatt har et visst insentiv til å redusere forbruk til tross for støtten. Fordi strømpriskrisen regnes som en midlertidig situasjon, kan det forventes at handlingsrommet for å støtte næringslivet vil strammes inn etter hvert som krisen avtar. I fremtidige økonomiske kriser med en EØS-dimensjon er det sannsynlig at Kommisjonen vil ta en tilsvarende tilnærming, og det kan legges til grunn at ESA vil følge Kommisjonen og anvende slike midlertidige muligheter tilsvarende.

Der formålet er å avlaste næringslivet for høye priser som en innsatsfaktor, er det ifølge Mathisen (2023) vanskelig å se annet unntak fra statsstøtteforbudet enn der det er krise i økonomien. Unntaket kan ikke benyttes i tilfeller der utfordringer bare består i at strømprisene er høye i enkelte deler av landet. Det kan imidlertid undersøkes om det finnes handlingsrom for prisutjevne tiltak som ikke innebærer tilskudd fra staten.

Statsstøtte som har til formål å sikre at et viktig prosjekt av felles europeisk betydning kan realiseres, kan i enkelte tilfeller være forenelig med EØS-avtalen. Et eksempel på et slikt prosjekt er den grønne omstillingen, der statsstøttereglene i stor grad åpner for støtte til å finansiere klimatiltak som energieffektivisering og utbygging av ren energiproduksjon. Dette er tiltak som kan bidra til å styrke den norske kraftbalansen, og videre vil energieffektivisering være et godt forebyggende tiltak som kan sette forbrukere i bedre stand til å møte strømprisøkninger eller nye strømpriskriser i fremtiden. Vurderinger av kraftbalansens rolle i prisdannelsen for strøm finnes i kapittel 12. Hva som defineres som et viktig prosjekt av felles europeisk betydning vil avhenge av EUs politiske agenda, og også dette er et eksempel på at statsstøttereglene kan være dynamiske.

For Norge er landbrukssektoren unntatt fra EØS-avtalens virkeområde. Dette gir en særlig åpning for statsstøtte til en rekke næringer. Norske myndigheter har for eksempel støttet seg på "landbruksunntaket" i strømstøtten til jordbruksforetak, veksthus og vanningslag (Mathisen 2023). Under neste strømpriskrise, eller for den saks skyld på mer permanent basis, kan norske myndigheter gi støtte til landbruket i form av kompensasjon for høye strømpriser uten å bryte EØS-avtalens statsstøtteregler.

I sin kommunikasjon til medlemslandene når energiprisene begynte å stige høsten 2021, skriver Kommisjonen: "*Measures of a general nature, equally helping all energy consumers, do not constitute State aid. Such non-selective measures can e.g., take the form of reductions in taxes or levies, a reduced rate to the supply of natural gas, electricity or district heating.*"⁶³

Det kan på denne bakgrunn spørres om det er mulig å innføre en generell, ikke selektiv støtteordning som dekker alt næringsliv, uten at det regnes som statsstøtte. Å senke selskapskatten, for alle, vil som eksempel være en generell ikke-diskriminerende ordning. Mer rettede ordninger, som isolert sett kan være tillatt i forhold til en næringsgren, kan innebære indirekte støtte til en annen. Det er i denne sammenheng viktig å minne om at også EUs regelverk og vurdering av lovlige tiltak er under utvikling, også på dette feltet, noe som betyr at mulighetsrommet for å støtte norsk næringsliv også kan øke.

Støtte til husholdninger og forbrukere som ikke defineres som næringer (for eksempel i frivillig sektor) omfattes ikke av statsstøttereglene.

Dersom staten skal ta en rolle i markedet, for eksempel i strømsalg, bør dette vurderes mot markedsaktørprinsippet som generelt sett krever at offentlig ervervsvirksomhet skal skje på en måte som også ville vært aktuell for en rasjonell privat aktør. Dersom det offentlige foretaket selger strøm

⁶³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660> (side 9)

til underpris i markedet, kan dette fortsatt anses som statsstøtte. Det er imidlertid et visst handlingsrom, dersom salget skyldes kommersielle vurderinger foretatt av foretaket selv (for eksempel at det er nødvendig å senke pris i perioder for å beholde kunder, eller hjelpe kunder gjennom økonomiske utfordringer fordi det vil være rasjonelt på sikt). Dette vil dreie seg om markedskonform adferd – det er først dersom salg til underpris skjer gjennom politisk styring at støtte vil tilregnes det offentlige. I praksis er det derfor mulig å etablere en statlig strømleverandør begrenset, men ikke umulig. De vil i liten grad ha mulighet til å tilby en lavere pris enn andre strømleverandører (se kapittel 16).

17.4 Valg av tiltak og analytisk tilnærming

Tiltakene som vurderes i dette kapittelet kommer fra den offentlige debatten og fra innspill utvalget har mottatt. Videre leverte AFRY og Menon Economics en rapport til Olje- og Energidepartementet i september 2022, der flere av tiltakene utvalget vurderer er omtalt (AFRY og Menon 2022). Tiltak er også omtalt i Prop. 1 S (2022-2023). Tiltakene som vurderes i dette kapittelet har til felles at de innebærer elementer av støtte og sikter på å dempe strømprisen for forbrukere. Vurderingene kan brukes til å belyse andre former for støttetiltak som ikke har blitt vurdert i kapittelet, ettersom effektene av slike tiltak i de fleste tilfeller vil være lignende. Om man ser for seg forslag som kombinerer ulike tiltak, kan man se effektene ved å kombinere vurderingene av de ulike tiltakene.

Tiltakene er delt i tre hovedkategorier, der den første inneholder tiltak som setter en politisk bestemt *grense* for sluttbrukerprisen, den andre inneholder tiltak som setter en politisk bestemt *rabatt* på sluttbrukerprisen, og den tredje en *direkte inntektsoverføring* til forbrukeren.

Politisk bestemte tak for sluttbrukerprisen

Med et pristak, eller en makspris, settes en politisk bestemt øvre grense for hele eller deler av sluttbrukerprisen. I dette kapittelet legges det til grunn at organiseringen av engrosmarkedet forblir uendret, som betyr at et pristak kun kan oppnås gjennom bruk av offentlig støtte for å dekke mellomlegget mellom spotprisen og den subsidierte sluttbrukerprisen. Nivået på et pristak kan defineres på ulikt grunnlag, og ordningen kan innrettes for å reflektere endringer i spotprisen i ulik grad.

Politisk bestemt rabatt på sluttbrukerprisen

Tiltak kan være innrettet for å gi en rabatt på sluttbrukerprisen, uten at det settes et pristak. I slike ordninger vil en prosentvis rabatt gis basert på forbruk. I forhold til ordninger med ulike former for pristak, vil forbrukeren ha større insentiv til å spare strøm i situasjoner med knapphet ettersom spotprisen alltid reflekteres i en prosentandel av sluttbrukerprisen. Regjeringens strømstøtteordning til husholdninger var et eksempel på en politisk bestemt rabatt, men når rabatten nærmer seg 100 prosent, nærmer effekten seg makspris. Andre eksempler på rabattordninger kan være variabel merverdiavgift der det bestemmes at merverdiavgift skal reduseres i forhold til en stigende strømpris, eller ulike varianter av strømstøtteordninger.

Politisk bestemt inntektsoverføring til forbrukeren

En direkte inntektsoverføring til forbrukeren fra staten skiller seg fra strømstøtte- og rabattordninger fordi den ikke rettes direkte mot strømrregningen, men tillater forbrukeren å velge om inntektsøkningen skal brukes til å betale en høyere strømrregning eller til andre formål. En av fordelene med ordningen er at prissignalet og insentivet til å spare strøm i større grad beholdes, og at den slik kan få færre negative effekter for markedet enn strømstøtte- og rabattordninger. Bostøtten er et eksempel på en lignende ordning.

17.5 Vurdering av tiltak

17.5.1 Politisk bestemte tak for sluttbrukerprisen

Ordninger som innebærer prisgrenser kan utformes på mange, ulike måter. Felles for alle varianter er at de vil kreve en form for subsidiering, typisk over statsbudsjettet, ettersom det legges til grunn at organiseringen av engrosmarkedet forblir uendret og mellomlegget mellom spotprisen og den dempede sluttbrukerprisen må dekkes. Alle former for prisgrenser vil kunne gi de dekkede forbrukerne mer forutsigbare strømpriser og dempede utgifter, der graden av forutsigbarhet og demping vil være avhengig av det fastsatte prisnivået eller i hvilken grad ordningen lar spotprisen reflekteres i sluttbrukerprisen. Dersom ordningen dekker bredt, vil også de som forbruker mest få mest. Finansiering over statsbudsjettet vil alltid ha en alternativkostnad, selv i ordninger der subsidiene er finansiert gjennom en avgift på kraftprodusentenes inntekter, da de samme ressursene alternativt kan brukes til andre velferdsformål.

Som diskutert over er en sentral ulempe ved tiltak som setter prisgrenser at forbrukerne i mindre grad stimuleres til å reagere på signaler om knapphet i markedet. I kapittel 16 diskuteres ulike tiltak som kan legge til rette for økt opptak av prissikringsavtaler, inkludert fastprisavtaler. Ved riktig utforming av fastprisavtaler kan marginalprising beholdes. Innføring av politisk bestemte prisgrenser vil redusere insentiver for å inngå fastprisavtaler i private marked, selv i tilfeller der prisgrensen skal gjelde over inngåtte fastpriskontrakter, ettersom prisgrensen øker forutsigbarheten for forbrukeren.

17.5.1.1 Myndighetsbestemt makspris

En makspris innebærer at myndighetene setter en makspris i sluttbrukermarkedet, slik at forbrukernes kostnad ved kjøp av strøm time for time aldri overstiger et visst beløp. Strøm må fortsatt kjøpes inn fra engrosmarkedet, der prisen kan være høyere enn maksprisen. Differansen mellom engrosprisen og sluttbrukerprisen gjør at det er nødvendig med statlig støtte for å gi sluttbrukerne en makspris. Det antas at staten i så fall betaler strømleverandørene for å tilby en strømpris som ligger under deres innkjøpspris i engrosmarkedet, og at alle strømleverandører har like muligheter til å tilby maksprisen.

Tiltaket kan utformes med ulik varighet og omfang. En varig ordning vil gi større virkning for sluttbrukerne, men samtidig også mulig større virkninger for kraftsystemet. Omfanget av tiltaket forsterker effektene, jo flere forbrukergrupper som inkluderes, jo større vil effektene for kraftsystemet bli. AFRY og Menon Economics har vurdert mulige effekter av en makspris i sluttbrukermarkedet i sin rapport til Olje- og energidepartementet (AFRY og Menon 2022).

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

En makspris vil kunne gi forbrukerne en mer forutsigbar strømpris og reduserte strømutgifter. Graden av prisreduksjon og forutsigbarhet vil være avhengig av nivået på maksprisen og tiltakets varighet.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Forbrukere som står overfor en makspris, vil i mindre grad stimuleres til å reagere på prissignaler om energiknapphet. Maksprisen kan også redusere forbrukerens insentiver til å investere i energieffektivisering.

En makspris som er satt lavt vil virke negativt inn på markedet for fastpriskontrakter, da behovet for prissikring hos forbrukerne blir mindre. Dersom kunder med fastprisavtaler mottar de samme subsidiene når kraftprisene er høye vil insentivene til å inngå fastprisavtaler kunne opprettholdes, men da vil også forbrukerne som har inngått fastprisavtaler kompenseres for kostnader de ikke har.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

En makspris vil kunne gi høyere forbruk på kort og lang sikt. Dersom sluttbrukerne ikke responderer i situasjoner med knapphet, vil forsyningssikkerheten kunne påvirkes negativt fordi forbruket ikke reduseres. Det vil være negativt for effektbalansen på kort sikt, og også for forsyningssikkerheten. Produsentene vil kunne kompensere for disse virkningene med holde igjen produksjon og lagre mer vann i magasinene. Dette er igjen prisdrivende i engrosmarkedet og vil gi høyere spotpriser enn det ellers ville vært, som igjen øker subsidienivået som må dekkes av staten. Prisene i engrosmarkedet vil øke. Disse prissignalene vil kunne gi incentiver til investeringer i ny kraft, men direkte subsidier til investeringer vil være mer effektivt og treffsikkert for å oppnå ny kraftutbygging enn et prissignal som drives av subsidier i sluttbrukermarkedet ettersom staten da kan direktefinansiere utbyggingen. En sluttbrukersubsidie vil også kunne føre til høyere forbruk av andre varer enn strøm. Økt forbruk vil medføre behov for mer kraft. Det vil kunne bety større avhengighet av nabolandene og økt netto import med mindre ny kraftproduksjon som tilsvarer forbruksøkningen realiseres i Norge. Omfanget av disse konsekvensene vil avhenge av maksprisenivået og tiltakets varighet.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

En makspris gir incentiver til økt elektrisitetsforbruk og elektrifisering av fossil energibruk, som isolert sett kan være positivt for energiomstillingen. En makspris for alle forbrukere betyr at de som bruker mest også får mest støtte. I den grad høyere forbruk er knyttet til høyere inntekt, er tiltaket lite målrettet mot sårbare grupper. Skatte- og avgiftsfinansiering har en kostnad, selv om man kan tenke seg at en direkte avgift fra kraftprodusenter kan bidra til å dekke denne. Det medfører et generelt høyere skatte- og avgiftstrykk for å opprettholde velferden.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Ordningen lar seg relativt enkelt administreres, ettersom støtten kan gis på samme måte som dagens strømstøtte. Juridisk sett så vil en permanent strømstøtte til husholdninger være relativt uproblematisk. For næringslivet, som omfattes av statsstøtteregler, vil en permanent støtteordning utfordres med grunnlag i statsstøtteregler. I fremtidige krisesituasjoner er det sannsynlig at statsstøttereguleringen åpnes for midlertidige støtteordninger, og i en slik situasjon kan en makspris som dekker næringslivet i tillegg til husholdninger og andre aktører være et tenkelig alternativ til den strømstøtteordningen vi har hatt. Det bør i så fall vurderes mot Kommisjonens retningslinjer for statsstøtte i neste krise.

17.5.1.2 Myndighetsregulert fastpris

Myndighetene setter prisen i sluttbrukermarkedet, slik at forbrukerne har forutsigbarhet for et gitt prisnivå. Som for en makspris gjør dette at det blir en differanse mellom prisen i sluttbrukermarkedet og engrosprisen, men prisdifferansen kan i dette tiltaket gå begge veier – prisen i engrosmarkedet kan være høyere eller lavere enn den myndighetsbestemte fastprisen. Det skiller seg dermed fra en makspris, der prisen kan variere under pristaket. Det antas at prisen i engrosmarkedet over tid er høyere enn den regulerte sluttbrukerprisen, som gir behov for statlige subsidier. Det antas videre at staten dekker strømleverandørenes kostnader når den regulerte prisen ligger under deres innkjøpspris i engrosmarkedet og inndrar eventuelle inntekter når den regulerte prisen ligger over innkjøpsprisen. Alle strømleverandører har like muligheter til å tilby den myndighetsregulerte fastprisen. Tiltaket kan utformes med ulik varighet og omfang av forbrukere. Prisen kan også settes for en kortere eller lengre periode av gangen. Et tilsvarende tiltak som kun er rettet mot prisutjevning og ikke inneholder element av støtte er vurdert i kapittel 15.

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

En regulert pris gir forbrukerne en mer forutsigbar strømpris og vil i dette eksempelet også gi et lavere prisnivå. I perioder med svært lave priser vil forbrukerne måtte betale mer enn engrosprisen.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Med et gitt prisnivå vil forbrukerne reagere mindre på prissignaler og ha mindre insentiver til å effektivisere energibruk. En regulert pris vil mest sannsynlig fjerne markedet for andre fastpriskontrakter da forutsigbarheten er ivaretatt i den myndighetsregulerte prisen og støtteelementet vil utkonkurrere andre avtaleformer. Det betyr at strømleverandørleddet i stor grad vil endres, som følge av at hele eller deler av markedet blir regulert og avtaletilbudet begrenses. Det kan fortsatt være et marked for tilleggstjenester.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

Høyere forbruk og mindre fleksibilitet kan påvirke forsynings sikkerheten negativt fordi man ikke reduserer forbruket i situasjoner med knapphet, og dette kan virke prisdrivende i engros markedet.

I de periodene der engrosprisen er lavere enn den regulerte prisen, vil forbrukerne heller ikke ha insentiver til å øke forbruket. Det gjør at forbruket og prisene i engros markedet holdes lavere enn det de ellers ville ha vært, og medfører risiko for at kraftprodusenter med regulerbare vannmagasiner ikke får utnyttet vannressursene dersom de ikke får eksportert kraften.

Hvor store disse virkningene er vil avhenge av tiltakets omfang og varighet.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

Forutsigbarhet for forbrukerne kan gi insentiver til økt forbruk, siden usikkerheten om fremtidig markedsutvikling avbøtes. Dette kan bidra til økt omstilling og elektrifisering. Regulerte priser som støttetiltak for alle forbrukere er ikke treffsikkert etter behov, og vil som ved en makspris bety at kunder med størst forbruk også får mest støtte.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Ordningen lar seg relativt enkelt administrere, og kan gis på samme måte som dagens strømstøtteordning. Som for en makspris, omfattes næringslivet av statsstøtteregler. I fremtidige krisesituasjoner er det sannsynlig at statsstøtteregelverket åpner for midlertidige støtteordninger, og i en slik situasjon kan en myndighetsregulert fastpris være et tenkelig alternativ til dagens strømstøtte.

Juridisk sett vil strømstøtte til husholdninger være relativt uproblematisk.

17.5.1.3 Toprissystem for husholdninger – normalforbruk og dyrere luksusforbruk

Et toprissystem for husholdninger er en variant der husholdningene får et visst volum, definert som et normalforbruk, til en politisk regulert pris. Forbruk over normalforbruk defineres som luksusforbruk, og må betales til spotpris. Systemet kan utformes på ulike måter, men hensikten vil være å redusere husholdningenes utgifter, eller å svare på en forventning om et garantert strømtilbud til lav, forutsigbar pris, samtidig som husholdningene til en viss grad eksponeres for signaler om knapphet i luksusforbruket.⁶⁴ De svenske sosialdemokratenes skisse av en ordning for «Folkhemsel» ligner et toprissystem for husholdningene, der staten kjøper et visst volum strøm i engros markedet og kan tilby en andel av husholdningenes forbruk til en politisk bestemt pris. I dette eksempelet antas det at staten går inn i sluttbruker markedet som tilbyder av et visst normalforbruk til en politisk regulert pris som ligger under engros markedsprisen. Det antas at staten har et økonomisk tap, det vil si at mellomlegget mellom statens høyere innkjøpspris i engros markedet og den lavere prisen for normalforbruket som tilbys til forbrukerne dekkes med midler fra statsbudsjettet.

⁶⁴ I perioder med lave kraftpriser har enkelte tatt til orde for en motsatt innretning – normalforbruk kan kjøpes til markedspris, mens luksusforbruk beskattes eller selges til en ekstra høy pris.

Tidligere toprissystem i Norge var nærmere knyttet til effektprising. Dette var før vi hadde markedsbasert kraftomsetning i Norge, men også den gang var prisene til husholdninger utformet for at brukerne skulle dekke de totale kostnadene ved kraftforsyningen. Hensikten med én pris på forbruk under en bestemt effektgrense og en høyere pris for såkalt overforbruk var å stimulere til et jevnere forbruk over døgnet og året. Dette systemet er derfor ikke helt sammenlignbart med toprisordninger som har vært diskutert de siste årene.

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

En myndighetsregulert fastpris på deler av forbruket gir forbrukerne en mer forutsigbar strømpris, og redusere utgiftene, men graden av reduksjon og forutsigbarhet vil være avhengig av nivået på prisen. Fastpris vil gi størst forutsigbarhet, men vil også bety at i tilfeller ved veldig lav engrospris så får man ikke med seg nedsiden. Jo større del av forbruket som dekkes jo større grad adresseres forutsigbar og lavere pris. En lavere pris på deler av forbruket vil kunne gi høyere etterspørsel og derfor drive engrosprisen opp. Det betyr høyere pris for luksusforbruk. Totalt sett kan prisen i snitt være lavere, men effekten vil variere fra kunde til kunde avhengig av størrelse på forbruket.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Alt forbruk hvor prissignalet ikke kommer frem til forbrukeren kan gi høyere forbruk, men gitt at grensen for basisforbruk settes til kun det nødvendige reduseres effekten. Virkningen på kort og lang sikt vil bli mindre enn ved makspris eller fastpris på hele forbruket. Siden forbrukerne fortsatt står overfor deler av forbruket på løpende prisnivå vil de fortsatt ha insentiver til energieffektivisering, men dette er igjen avhengig av hvor stor del av forbruket som defineres som basis forbruk.

Det vil fortsatt være relevant for forbrukerne å inngå fastpriskontrakter på luksusforbruket, men tiltaket totalt sett vil kunne ha en negativ effekt på etterspørselen etter fastpriskontrakter siden en del av forbruket allerede vil være sikret. Strømleverandører, andre enn det statlige selskapet, kan i dette eksempelet konkurrere om å tilby kontrakter for det resterende "luksusforbruket" og eventuelle tilleggstjenester.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

At bare deler av forbruk har makspris eller fastpris vil gi mindre økning i forbruket enn når hele forbruket er inkludert. Det vil ha en mindre effekt på forsyningssikkerheten, effektbalansen og magasindisponering enn ved makspris eller regulert pris på hele forbruket.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

Toprissystemet adresserer at man skal få dekket sitt minimumsbehov for strøm til en lavere pris og unngår at de med høyest forbruk får mest. Dette oppnår man så lenge basisforbruk ikke settes for høyt. Dette reduserer også kostnadene for ordningen, og det gir insentiver til å redusere øvrig forbruk når prisene blir for høye. At støtten er begrenset til et minimumsforbruk reduserer den negative effekten av manglende prissignaler ved støtte.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Ordningen kan la seg administrere som et nytt tilbud i sluttbrukermarkedet, der husholdninger har mulighet til å velge å kjøpe et visst volum strøm til politisk bestemt pris fra et statlig strømsalgsselskap eller en ordning som administreres som dagens strømstøtte. En sentral utfordring vil være å definere hvilket volum som skal utgjøre normalforbruket og hvilken pris det skal komme til, gitt ulikheter mellom husholdningenes størrelse og andre faktorer som påvirker forbruk. En lignende ordning for næringslivet vil vanskelig la seg gjennomføre, det vil ikke være mulig å definere hvordan forbruket skal to-deles, i tillegg vil det utfordre statsstøtte regelverket.

17.5.1.4 Omfordeling fra statlige støtteordninger (tosidig CfD-ordning)

I EUs kommende kraftmarkedsreform legges det nye føringer for støtteordninger til kraftproduksjon, jf. kapittel 11, med tosidige differansekontrakter som foretrukket ordning. Differansekontraktene skal seg i første omgang rette seg mot investeringer i godt utviklede, ikke-fossile teknologier med lave og stabile driftskostnader. EU peker på vindkraft, solkraft, geotermisk kraft, kjernekraft og vannkraft uten magasin. Dette er teknologier som *kan* få høye grunnrenteinntekter dersom dyrere teknologier setter prisen i et marginalprisingssystem, og som ikke bidrar med fleksibilitet til kraftsystemet. Det settes en myndighetsgarantert pris til produsenten slik at investeringsprosjektet sikres lønnsomhet, og myndighetene dekker differansen mellom dette prisnivået og engrosprisen når sistnevnte er lavest. Videre settes det et inntektstak, slik at myndighetene får inntektene av prisdifferansen dersom engrosprisen er høyere enn kontraktsprisen i kortere eller lengre perioder. I EUs foreslåtte regelverk legges det opp til at disse inntektene i høyprisperioder skal distribueres tilbake til alle forbrukere av strøm, relativt til forbruk og uavhengig av forbrukergruppe.

Per nå har ikke Norge tatt i bruk differansekontrakter som støttesystem, men Olje- og Energidepartementet har invitert til konkurranse om tosidige differansekontrakter for Sørlege Nordsjø II.

Vurdering av tiltaket

Forslaget om denne nye bruken av tosidige CfDer har vært kontroversielt i EU, fordi det kan åpne for nye muligheter til å støtte forbrukere, inkludert næringslivet, i normaltid. Videre skaper dette bekymring for at ulike CfD-ordninger i ulike EU-land kan føre til konkurransevridning i det indre markedet. Om et slikt handlingsrom åpnes avhenger av de endelige reglene for utformingen av slike CfD-ordninger, som det ennå ikke er enighet om i EU.

For at ordningen skal kunne bli et varig tiltak med jevn støtte til forbrukerne, må reglene utformes slik at staten over tid får netto inntekter fra de tosidige CfDene som så kan omfordeles til forbrukerne slik at de får en sluttbrukerpris som ligger under engrosmarkedsprisen. For de fleste produsenter vil det ikke være rasjonelt å delta frivillig i en slik ordning, derfor må staten ha mulighet til å påby produsentene å delta og videre til å sette en politisk bestemt kontraktspris. Ordningen vil ha størst effekt dersom også eksisterende kraftverk kan dekkes, derfor har også dette vært en sentral diskusjon mellom EU-landene. En slik ordning vil ligne en grunnrenteskatt, der produsentenes inntekter omfordeles av staten til forbrukerne. Ordningen vil imidlertid skille seg fra grunnrenteskatten dersom det i regelverket åpnes for unntak fra statsstøttereglene som tillater at næringslivet gjennom en statlig CfD-ordning kan dra nytte av en lavere sluttbrukerpris. Da er det mulig at land som har en høy andel relevante teknologier i den nasjonale kraftmiksen samt vilje til å beskatte produsenter og subsidiere næringslivet ender opp med et konkurransefortrinn de ellers ikke ville ha hatt. Forholdet mellom foreslåtte tosidige CfD-ordningen og statsstøttereglene er foreløpig uavklart, og er blant de temaene som fortsatt diskuteres mellom EU-landene i forbindelse med reformen.

Dersom reglene for ordningen utformes slik at det skal være frivillig å delta, at kontraktsprisen skal være konkurransebasert og at det ikke gis unntak fra statsstøttereglene for næringsdrivende strømkunder, vil staten sannsynligvis ikke kunne få netto inntekter og handlingsrommet for statlig omfordeling vil være snevrere. Ordningen kan likevel bidra til å dempe pristopper og gi større forutsigbarhet til forbrukere, særlig husholdninger og andre aktører som ikke er omfattet av statsstøttereglerverket, og spesielt i høypristimer eller –perioder. Effektene av statlig omfordeling der støttenivået bestemmes av kontraktsprisen i en CfD vil i alle tilfeller ligne effektene av en makspris, men omfanget avhenger imidlertid helt av hvordan ordningen utformes og hvordan inntektene omfordeles.

17.5.2 Politisk bestemt rabatt på sluttbrukerprisen

Rabattordninger innebærer en subsidiert, prosentvis rabatt i sluttbrukerprisen i forhold til spotprisen, men setter ikke en definitiv prisgrense som sluttbrukerprisen ikke kan overstige. Regjeringens strømstøtteordning for husholdninger er et eksempel på en ordning med høy rabatt, der 80-90 prosent av prisforskjellen mellom 70 øre og spotprisen dekkes av staten. Dersom rabatten hadde vært satt til 100 prosent av prisforskjellen mellom 70 øre og spotprisen, ville den i praksis utgjort et pristak. Rabattordninger kan dempe forbrukerens utgifter og gi større forutsigbarhet. Graden av demping og forutsigbarhet vil være avhengig av prisnivået tiltaket slår inn, og hvor stor den prosentvise rabatten er. I den grad den prosentvise rabatten nærmer seg 100 prosent, vil effektene ligne effektene av et pristak der forbrukeren ikke eksponeres for knapphetssignaler. Rabatten vil måtte finansieres over statsbudsjettet, med de alternativkostnadene dette har.

Effektene som rabattordninger kan få for kraftsystemet er i stor grad lik effektene av prisgrenser, men så lenge rabatten settes til under 100 prosent vil forbrukeren fortsatt ha en viss grad av eksponering for knapphetssignaler. Dette kan bidra til å redusere de negative effektene tiltaket får for det øvrige kraftsystemet, i forhold til en bestemt prisgrense som i mindre grad eksponerer forbrukeren for knapphetssignaler. Totalt strømforbruk vil likevel kunne øke med de konsekvensene dette kan få for energieffektivitet og forsyningssikkerhet, og insentiver for å inngå fastprisavtaler vil reduseres.

17.5.2.1 Prosentvis reduksjon på prisen

Strømprisen til forbrukerne settes med en prosentvis reduksjon fra engrosprisen. Ordningen kan også utformes slik at denne rabatten har et "gulv", det vil si at den slår inn ved et spesifikt prisnivå.

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

Reduksjonen vil dempe svingningene i pris og gi forbrukeren lavere pris. Hvor mye vil være avhengig av nivået hvor tiltaket slår inn og hvor stor prosentvis rabatten er. I den grad den prosentvise rabatten nærmer seg 100 prosent er effektene tilnærmet lik en makspris, og prissignalene fra Engrosmarkedet blir ikke synlige hos forbrukeren.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Så lenge den prosentvise rabatten ikke er for høy, vil forbrukerne se prissignalet og redusere etterspørselen, men i mindre grad enn de om de er fullt og helt eksponert for engrosprisen.

Insentivene til å investere i energieffektivisering reduseres siden prisen forbrukeren står ovenfor er lavere. Det vil kunne påvirke etterspørselen etter fastprisavtaler da ordningen vil redusere risikoen for å bli eksponert for høye priser og det vil ikke være nødvendig å inngå en fastprisavtale for å håndtere risikoen med høye strømpriser.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

Med lavere pris vil man se høyere forbruk og mindre respons på pris. Dette vil gi de samme effektene som makspris. Mangel på respons hos sluttbruker i situasjoner med knapphet påvirker forsyningssikkerheten negativt fordi man ikke reduserer forbruket i situasjoner med knapphet. Det vil både være negativt for effektbalansen på kortsikt, siden man ikke vil respondere i samme grad på det høye prisene. Forsyningssikkerheten vil påvirkes da prisen ikke vil gi signaler om knapphet så forbrukerne reduserer forbruket. Produsentene vil i utgangspunktet kompensere for dette med holde igjen produksjon og lagre mer vann i magasinene. Dette er igjen prisdrivende i engrosmarkedet og vil gi høyere priser der enn det ellers ville vært. Dette kan igjen øke subsidiene. Prisene i engrosmarkedet vil øke, og prissignalene vil gi insentiver til investeringer, men direkte subsidier til investeringer vil isolert sett være med effektivt enn å gå via en sluttbruker subsidie.

Forbruket vil øke det vil være behov for mer kraft. Det vil bety større avhengighet av nabolandene og økt netto import.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

Jo høyere forbruk man har jo mer støtte får man, og med korrelasjon med høy inntekt så vil høyinnteksgruppene få mer enn andre.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Ordningen lar seg relativt enkelt administreres, ettersom støtten kan gis på samme måte som dagens strømstøtte. I forhold til statsstøttereguleringen til en prosentvis reduksjon i strømprisen til husholdninger være uproblematisk.

For næringslivet, vil en permanent støtteordning utfordres med grunnlag i statsstøtteregler. I fremtidige krisesituasjoner er det sannsynlig at statsstøttereguleringen åpne for midlertidige støtteordninger, og i en slik situasjon kan en prosentvis reduksjon av strømprisen som dekker næringslivet i tillegg til husholdninger og andre aktører være et tenkelig alternativ til den strømstøtteordningen vi har hatt.

17.5.2.2 Variabel merverdiavgift

Redusert merverdiavgift-sats på strøm når prisene blir høye er et tiltak som er en versjon av likt på prosentvis reduksjon prisen med virkning fra først krone.

Vurdering

Dette tiltaket har de samme virkningene som en prosentvis reduksjon i prisen. Siden den har samme effekt som prosentvis reduksjon fra første krone så kan bør man heller bruke et slik tiltak og la merverdiavgiften være uforandret. Merverdiavgiften er en generell skatt på innenlands forbruk av varer og tjenester. Formålet er å skaffe staten inntekter. Reduserte satser, unntak og fritak reduserer statens inntekter og øker de administrative kostnadene både for næringslivet og Skatteetaten. Målinger har vist at de administrative kostnadene for næringsdrivende øker vesentlig når de må forholde seg til flere satser. Dette vil særlig gjelde dersom merverdiavgiftssatsen skal variere over tid, avhengig av strømprisen. Det følger av praksis fra EU-Kommisjonen at reduserte momssatser ikke vurderes som mulig statsstøtte, gitt at satsene ilegges i samsvar med momsdirektivet. Ettersom dette direktivet ikke er en del av EØS-avtalen, står Norge i utgangspunktet fritt til å ilegge også andre satser. Men dersom de gjør det, anses det som indirekte statsstøtte som må notifiseres til og godkjennes av ESA. Næringsdrivende har vanligvis fradragsrett for merverdiavgift, slik at et slik støttetiltak ikke vil gjelde det meste av næringslivet.

17.5.2.3 Prisutjevning mellom budområder

Spotprisen kan over kortere og lengre perioder være ulik i de forskjellige budområdene i Norge. Prisene husholdningene og næringsliv står ovenfor er derfor forskjellig avhengig av landsdel. Tiltaket er å innføre en ordning i sluttbrukermarkedet slik at alle husholdninger og næringsliv står ovenfor samme pris uavhengig av landsdel, eventuelt kan ordningen begrenset til noen forbrukere. Merk at vi ikke utjevner engrosprisen, men at vi ser på en overføring fra sluttbrukere i lavprisområder til sluttbrukere i høyprisområder. Dette vurderes også som engrosmarkedstiltak i kapittel 14.4.7. Det er noe overlapp, men som et rent sluttbrukermarkeds tiltak kan man tenkte seg at ikke alle forbrukergrupper er med og at det er mer fleksibilitet hvordan ordninger organiseres. Vi ser for oss at ordningen gjennomføres som en budsjettneutral overføring ved avgift i områder med lav pris og subsidie av områder med høypris, slik at alle har lik pris. Tiltaket gis uavhengig av hvilken kontrakt man har. Man kunne se for seg en ytterligere overføring over statsbudsjettet for å få prisen ytterligere ned, men vi vurderer ikke dette nærmere her. Effektene av det kan man se i avsnittene om makspris. Her ønsker vi å rendyrke effektene av prisutjevning.

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

Tiltaket vil gi lavere priser for forbrukere i områder med høy pris, men høyere for de som er i et område med lav engrospris. Effekten vil avhengig av forbruk i hvert budområde, i noen tilfelle kan prisen bli vesentlig høyere i lavprisområdet, mens den blir ikke tilsvarende lavere i høyprisområdet på grunn av ordningens budsjettneutralitet. Utelates noen type forbrukere av tiltaket og de handler direkte i engrosmarkedet kan prisen bli høyere for disse forbrukerne, da prissignalet for noen forbrukere i område vil bli svakere, mens i område med lav engrospris kan konsekvensen bli enda lavere pris pga. at forbrukerne står ovenfor en annen høyere pris. Prisutjevningene vil kunne være noe stabiliserende på prisen over sesong og døgn, men tiltaket vil ikke gi en gjennomsnittlige lavere pris for sluttbrukerne uten en ytterligere overføring fra staten. Uten overføring vil heller en vektet gjennomsnittsprisen gå opp på grunn av tilbuds- og etterspørselseffekter beskrevet under.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden.

Strømleverandørene vil kunne fortsette som i dag. For spotpris kontrakter så vil ikke endringen være så stor, men prisen for forbrukerne vil være litt mindre transparent. Hvis subsidie eller avgiften tenkes å gis uavhengig av kontrakt betyr det at total prisen man betaler for strøm med en fastpriskontrakt vil bli mer uforutsigbar siden man ikke vet hva man vil betale i avgift eller få i subsidie. Insentivet for å sikre seg blir derimot mindre påvirket. Fastpriskontraktene vil kunne bli dyrere i områder med høypris, siden tiltaket er prisdrivende for engrosprisen i høypris områder. Effekten vil bli motsatt i andre områder.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

Engrosprisen vil bli høyere i områder med høy pris, lavere i i områder med lav pris. En konsekvens vil være at man risikere etableringer av mye nytt næringsliv i områder med knapphet og ikke i områder med overskudd og lav pris. Det kan få konsekvenser for forsyningssikkerheten på kort og langsikt. Man holder igjen mer på vannet i magasinene i høyprisområder, og mindre i lavprisområder. Lavprisområder vil øke nettoeksport, høypris område vil ha mindre nettoeksport. På grunn av endringene i engrosprisen vil investeringsignalene bli sterkere i høy pris områder, og lavere i lavprisområder, så man kan få en raskere utjevning av kapasiteten mellom budområder, men det kan også bety at man må gjøre unødvendig dyre investeringer i høyprisområder når de heller hadde vært bedre samfunnsøkonomi å ha etablert næringsliv og etterspørsel etter strøm i lavprisområder.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

Tiltaket vil gjøre at alle forbrukerne vil stå overfor samme pris. Det er gunstig for bedriftene som vil ha like konkurransevilkår for strøm, og kan etablere seg uavhengig av strømpris.

Siden ordningen gir høyere pris i områder med allerede høy engrospris og lavere i områder med lav engrospris, vil dette kunne styre investeringen på en mindre kostnadseffektiv måte. Det kan trigge veldig dyre investeringer i nett og produksjon som kunne være løst på en billigere måte for samfunnet.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Ordningen kan gi negative effekter på forsyningssikkerhet og kan gi en høyere gjennomsnittspris over tid. Generelt en kostbar ordning for samfunnet selv om man ser for seg at den er budsjettneutral. I praksis vil den kunne la seg gjennomføre på tilsvarende måte som dagens strømstøtte, men vil bety at noen får et tillegg på sin regning istedenfor subsidie. Ordningen betyr at noen med lav pris i dag, vil måtte akseptere en høyere pris.

Handlingsrommet for å innføre prisutjevning bør vurderes mot markedetsreglene i EUs energimarkedspakker, både de som er gjeldende og de som kan bli gjeldende. Skulle Tyskland deles inn i ulike budområder, vil dette sannsynligvis bli diskutert der. For næringslivet, som omfattes av

statsstøtteregele, er det i tillegg risiko for at ordningen kan utfordres med grunnlag i statsstøtteregele. I dette tilfellet beskrives imidlertid en budsjettøytral ordning som ikke krever tilskudd av egne midler fra staten. Spørsmålet kan undersøkes i lys av ordninger i andre EU-land, for eksempel Italias Prezzo Unico Nazionale (PUN) som utjevner prisene mellom seks italienske budområder (se også kapittel 15) og som ikke har vært problematisert som statsstøtte. Organiseres ordningen som strømstøtte kun for de dyreste områdene, vil dette være juridisk gjennomførbart for husholdninger, men sannsynligvis mer problematisk for næringslivet, med mulig unntak at ordningen hvis ordningen er definert som ikke selektiv. I fremtidige krisesituasjoner er det sannsynlig at statsstøtteregeleverket åpner for midlertidige støtteordninger, og i en slik situasjon kan en strømstøtte for prisutjevning juridisk la seg gjennomføres.

17.5.3 Politisk bestemt inntektsoverføring til forbrukeren.

Alle tiltak som endrer prissignalet er treffsikkert i det det gir til forbrukeren lavere pris, men det er problematisk som beskrevet i kapitlet om etterspørselsrespons siden effektivitet i system går ned. Prissignalet kan gi investering på tilbudssiden, mens det kunne vært billigere å redusere etterspørselen. I dette avsnittet ser vi på tiltak som ikke påvirker prisen direkte.

17.5.3.1 Kontantoverføringer til alle husholdninger

Alle husholdninger får utbetalt støtte i form av kontantoverføringer i situasjoner med høye strømpriser. Det defineres et normalt prisnivå for strøm, og ordningen slår inn dersom spotprisen øker utover dette nivået. Da får hver husholdning utbetalt et støttebeløp som tilsvarer en prosentandel av spotpris over normalnivå, basert på en typisk husholdnings gjennomsnittsforbruk. Støtten varierer ikke med husholdningens eget forbruk, og skiller seg fra regjeringens strømstøtteordninger da forbrukeren kan velge å redusere forbruk i respons til prisøkningen, men likevel motta støtte og eventuelt bruke kontantoverføringen til andre formål enn å betale strømregningen.

Hva er prisvirkningen av tiltaket?

Tiltaket vil gi hverken lave eller mer stabile priser, men vil gi gjennomsnittsforbruket betalingsevne til å håndtere høye priser.

Hvordan påvirket tiltaket adferden til aktørene langs verdikjeden?

Tiltaket innebærer at alle forbrukere fortsatt står ovenfor engrosprisen og kan agere på kort og lang sikt ovenfor den riktige prisen i markedet. Etterspørselsrespons vil kunne bli noe mindre enn uten en overføring, siden man vil ha en inntektsøkning når prisen går opp, men vil anta at den effekten vil være liten. Incentivene til energieffektivisering vil være til stede, og man kan også velge å bruke kontant overføring på dette.

Kontantoverføringen vil ta bort risikoen for gjennomsnittsforbrukeren, så incentivene til å tegne fastpriskontrakt vil bli lavere da risikoen vil bli håndtert ved en kontant overføring, men for forbrukere med høyere forbruk vil incentivene fortsatt være til stedet. Hvis man setter normalprisnivået høyere vil også risikoen øke og behovet for fastpris mindre påvirket.

Hvilke konsekvenser får adferdsendringene for kraftsystemet

Magasindisponeringen, forsyningssikkerhet, og effektbalansen, netto eksport vil være nærmest uforandret, men kontantoverføringen gir økt inntekt og kan være noe prisdrivende og gir noe økt etterspørsel, men mindre enn makspris eller fastpris, derfor er også effektene med mye svakere.

Hvilke konsekvenser får endringen i kraftsystemet for samfunnet for øvrig

Denne ordningen gir alle en lik «eierandel» av noe mange anser som ekstraordinært overskudd fra kraftproduksjon. Dette er i utgangspunktet ikke slik som vi har organisert fordeling av denne type

inntekter i Norge, for eksempel oljeinntektene. Men kan forsvares ut fra at verdien av å beholde dagen markedsdesign i engrosmarkedet vil komme forbrukerne direkte til gode.

Tiltaket vil fortsatt gi gode incentiver til å redusere eget forbruk eller investere i egen produksjon siden man fortsatt står ovenfor samme pris. Som alle andre tiltak som krever en overføring at det er en skattefinansiering kostnad ved dette.

Hvilke barrierer eksisterer for å gjennomføre tiltaket

Det er ulike praktiske løsninger for hva man vil kunne definere som er normal pris og gjennomsnittlig forbruk per voksen og barn. I dagens system så kan man ikke umiddelbart gjøre en kontantutbetaling til innbyggere, så en ordning for dette må etableres. Dette er derimot noe som kan la seg løse.

Juridisk sett så vil strømstøtte til husholdninger være relativt uproblematisk. Denne støtteordningen vil kun omfatte husholdninger. De administrative kostnadene for en type ordning for næringsliv og industri vil i praksis ikke være mulig da man vanskelig kan definere hva som vil være en gjennomsnittsforbruk for en bedrift og få en kontant overføring på bakgrunn av det. Det vil også utfordre regelverket for statsstøtte.

Dagens system tillater ikke umiddelbart en kontant utbetaling til husholdningene, som i tilfelle må etableres.

17.5.4 Kontantoverføring for enkelte grupper

En versjon av kontantoverføring til alle er en overføring kun til sårbare grupper eller husholdninger med lav inntekt. I den norske debatten har de høye strømprisene ofte blitt omtalt som et fordelingsproblem, og statens økte skatteinntekter har bidratt til å finansiere kostnadene med for eksempel strømstøtten som ble rettet direkte mot forbrukernes strømreregninger. Økt bostøtte er et annet tiltak som ble gjennomført, og dette har færre negative virkinger for markedet enn den generelle strømstøtte til alle. Bostøtten støtter imidlertid kun de aller mest sårbare. Skal man først innføre en strømstøtte når prisen er på et visst nivå, så har en mer omfattende inntektsoverføring eller kontantoverføring til forbrukeren andre effekter. En av fordelene med ordningen er at prissignalet beholdes.

En økning av bostøtten og strømtillegg for studenter er et eksempel på et slikt tiltak. Bostøtte er et relativt treffsikkert tiltak for de mest sårbare gruppene. Dette er i utgangspunktene en god måte å gi støtte, men det kan være sårbare grupper uten bostøtte som vil falle utenom. Det er vanskelig å identifisere de sårbare gruppene, men det betyr ikke at man ikke bør se på tiltak som fanger videre enn vanlig bostøtte. I situasjoner med veldig høye priser vil gruppen av sårbare øke. Bedre innsikt i dette ville være en god beredskap for å møte nye kriser i fremtiden. Det er et spørsmål om sårbarheten til disse gruppene skal løses gjennom tiltak i strømmarkedet som er opp til beslutningstakerne må vurdere. Deler av fjerde energimarkedspakke anbefaler støtte som ikke er rettet direkte mot strømreregningen, men at ordninger som for eksempel bostøtte skal prioriteres, selv om det er åpning for midlertidige inngrep i sluttbrukerprisene for sårbare husholdninger.

18 Litteraturliste

- ACER. 2022. *ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design*. ACER.
- ACER. 2021. *ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design*. ACER.
- ACER. 2023. *Assessment of emergency measures in electricity markets*. ACER.
- AFRY og Menon. 2022. *Utredning av valgte tiltak i det norske kraftmarkedet – en rapport til Olje- og energidepartementet*. Oslo: Olje- og energidepartementet.
- Alexander, Carol. 2008. *Market Risk Analysis III: Pricing, Hedging and Trading Financial Instruments*. New York, NY: John Wiley and Sons.
- BDEW. 2023. *Redispatch in Deutschland*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Redispatch_Bericht_2023_zum_Berichtsjahr_2022.pdf.
- Benth, Fred E, Álvaro Cartea, og Rüdiger Kiesel. 2008. «Pricing Forward Contracts in Power Markets by the Certainty Equivalence Principle: Explaining the Sign of the Market Risk Premium.» *Journal of Banking & Finance* (Elsevier) 32: 2006-2021.
- Bjørndal, Endre, og Jørgen Bjørndalen. 2023. *Er nettselskapenes inntektsrammer tilpasset oppgaven?* DNV.
- Bjørndalen, Jørgen, Ingrid Bye Løken, Camilla Landro Berntsen, Roy Birger Bjørkli, Idar Gimmestad, og Kristoffer Sletten. 2020. *Fra brettet til det smarte nettet*. Ekspertgruppen for organiseringen av driftskoordineringsen i kraftsystemet.
- Bjørndalen, Jørgen, og Björn Hagman. 2020. *Liquidity and transaction costs*. DNV GL report 2020-0379, DNV.
- Bjørndalen, Jørgen, og Björn Hagman. 2019. *NO2 and NSL auctions - consequences for NO2 of a separate trading solution for NSL*. DNV GL.
- BMWK. 2022. «Federal cabinet adopts brake on gas and electricity prices – important relief for consumers and businesses.» 22 11. Funnet 10 5, 2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/11/20221125-federal-cabinet-adopts-brake-on-gas-and-electricity-prices-important-relief-for-consumers-and-businesses.html>.
- Bye, Torstein, Mette Bjørndal, Gerard Doorman, Gerd Kjølle, og Christian Riis. 2010. *Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem*. Olje- og energidepartementet.
- Council of the European Union. 2022. *Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices*. 22 07.
- Dalen, Hanne Marit, og Bente Halvorsen. 2022. *Økonomiske konsekvenser av høye kraftpriser og strømstønad - En empirisk studie av stønadsberettigede husholdninger, jordbruks- og veksthusforetak*. SSB.
- Department for Energy Security & Net Zero. 2023. *Review of Electricity Market Arrangements*. Department for Energy Security % Net Zero. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_

data/file/1140189/review_of_electricity_market_arrangements_summary_of_responses.pdf

- DNV og Vista Analyse. 2022. *Virkninger av høye strømpriser på norsk økonomi*.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/0f626d2e10ef48e591d2ceefce3546dc/vista-analyse-dnv-rapport-2022-34-virkninger-av-hoye-strompriser.pdf>.
- Dorpat, Paul. 2013. «A Fremont Trolley Derailed.» *Seattle Now & Then*. 07 06. Funnet 09 27, 2023.
<https://pauldorpat.com/2013/06/07/seattle-now-then-a-fremont-trolley-derailed/>.
- Ederington, L. H. 1979. «The hedging performance of the new futures markets.» *Journal of Finance*, 157-170.
- Energinet, Svenska kraftnät, Fingrid og Statnett. 2023. «External parallel run evaluation report - For assessment by the NRAs of the Nordic CCR, as required by the Nordic DA/ID CCM.»
- ESMA. 2022. *Final Report - Emission allowances and associated derivatives*. European Securities and Markets Authority.
- ESMA. 2021. *Preliminary report - Emission Allowances and derivatives thereof*. European Securities and Markets Authority.
- Europakommisjonen. 2022. *COM(2022) 108 final - REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy*. Europakommisjonen. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:71767319-9f0a-11ec-83e1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF.
- European Commission. 2022. «State aid: Commission approves €49 billion German scheme to support the economy in the context of Russia's war against Ukraine.» 21 12. Funnet 10 05, 2023. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_7837.
- Eurostat. u.d. «Share of energy from renewable sources, 2004-2021.» Funnet 10 03, 2023.
[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_energy_from_renewable_sources,_2004-2021_\(%25_of_gross_final_energy_consumption\)V5.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_energy_from_renewable_sources,_2004-2021_(%25_of_gross_final_energy_consumption)V5.png).
- Finansdepartementet. 2022. *Prop. 1 LS (2022–2023) Skatter, avgifter og toll 2023 – enkelte presiseringer om høyprisbidrag*. 21 oktober.
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-1-ls-20222023-skatter-avgifter-og-toll-2023-enkelte-presiseringer-om-hoyprisbidrag-/id2944824/>.
- Forbrukerrådet. 2022. «Strøm og strømleverandører – kunnskap, erfaringer og holdninger i befolkningen.» april. <https://fil.forbrukerradet.no/wp-content/uploads/2022/08/forbrukerradets-stromundersokelse-2022.pdf>.
- Golombek, Rolf. 2023. «Todelt engrosmarked i Norge.» Innspill til Strømprisutvalget.
- Hjelmeng, Erling. 2023. «EØS-rettslige spørsmål ved tiltak ifm. strømpris.»
- IEA. 2020. «The role of CCUS in low-carbon power systems.»
https://iea.blob.core.windows.net/assets/ccdcb6b3-f6dd-4f9a-98c3-8366f4671427/The_role_of_CCUS_in_low-carbon_power_systems.pdf.

- Klimat- och näringslivsdepartementet. 2023. «Förordning (2023:233) om elstöd till företag.» 08 05. Funnet 10 05, 2023. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2023233-om-elstod-till-foretag_sfs-2023-233/.
- . 2023. «Regeringen har beslutat om elstöd till elintensiva företag.» 16 02. Funnet 10 05, 2023. <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2023/02/regeringen-har-beslutat-om-elstod-till-elintensiva-foretag/>.
- Lewis, P., H. Granroth-Wilding, L. Napolitano, C. Zabala, A. Vékony, B. Felsmann, og F. Hirschbichler. 2021. «European barriers in retail energy markets: Final report.» <https://data.europa.eu/doi/10.2833/5217>.
- Mathisen, Gjermund. 2023. «Juridisk sjekkliste/aksjonsplan for utvikling av krisetiltak.»
- Mo, Birger, Ove Wolfgang, og Christian Øyn Narvesen. 2023. *Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022*. SINTEF.
- Mo, Birger, Ove Wolfgang, og Christian Øyn Narvesen. 2023. *Vurdering av kraftsituasjonen 2021-2022*. SINTEF Energi.
- NEMO Committee. 2020. «EUPHEMIA Public Description.» <https://www.nemo-committee.eu/publications>, 12 oktober.
- Norsk Industri. 2022. «Konjunkturrapport.» <https://www.norskindustri.no/konjunkturrapporten/2022/>.
- NOU 1972: 1. 1972. *Bruken av Norges naturressurser*. Statsministeren.
- NOU 2022: 6. 2022. «Nett i tide - om utvikling av strømmettet.»
- NOU 2023: 3. 2023. *Mer av alt - raskere*. Olje- og energidepartementet.
- NVE. 2022. «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030.» https://publikasjoner.nve.no/rapport/2022/rapport2022_20.pdf.
- Olje- og energidepartementet. 2023. «Høring – forslag til endringer i vassdragsreguleringsloven, energiloven og tilhørende forskrifter (styringsmekanisme for forsyningssikkerhet).» 29 06. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-forslag-til-endringer-i-vassdragsreguleringsloven-energiloven-og-tilhorende-forskrifter-styringsmekanisme-for-forsyningssikkerhet/id2986691/>.
- . 2022. *Koesjonskraftprisen for 2023 er fastsett*. 22 desember. <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/konsesjonskraftprisen-for-2023-er-fastsett/id2952850/>.
- Oslo Economics. 2021. «Tiltak for et effektivt sluttbrukermarked for strøm.» https://publikasjoner.nve.no/rme_eksternrapport/2021/rme_eksternrapport2021_05.pdf.
- Povh, Martin. 2009. *Stochastic modelling of long-term electricity forward prices*. Ljubljana: University of Ljubljana, Faculty of electrical engineering.
- RME. 2022. «Svar på oppdrag - Handlingsrom for tiltak knyttet til overføring av kraft til utlandet.» Oslo: NVE-RME, 22 8.

- . 2023. *Veiledning for budgivning ved høyprisbidraget*. 10 februar.
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/bransje/markedsovervakning/veiledning-til-aktoerer-markedsadferd-og-transparens/veiledning-for-budgivning-ved-hoeyprisbidraget/>.
- Roland Consulting. 2023. «Reformer i kraftmarkedet: prissetting til norske sluttbrukere.»
- SINTEF. 2003. *Utredning vedrørende vannmagasindisponeringen 2002-2003*. SINTEF Energiforskning AS.
- Skjæveland, Marita, og Tina Søreide. 2022. «Overilte løsninger kan gjøre vondt verre.» *Dagens Næringsliv*, 31 August.
- Statnett. 2022. *15 minutters avregning og energimarkedet*. 18 11. Funnet 10 10, 2023.
<https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/15-minutters-avregning-og-energimarkedet/>.
- . 2021. «Behov for balansert utveksling med Sverige.» 23 11. <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2021/behov-for-balansert-utveksling-med-sverige/>.
- Statnett. 2022. *Energisituasjonen 2022-2023 – Gjennomgang av mulige SAKS-tiltak*. Statnett.
- Statnett. 2023. *Langsiktig markedsanalyse - Norge, Norden og Europa 2022-2050*. Statnett.
- Statnett. 2005. *SAKS - Tiltak for å unngå eller mestre Svært Anstrengte KraftSituasjoner*. Oslo: Statnett.
- Statnett. 2014. *SAKS 2014 - Gjennomgang av og behov for SAKS-tiltak*. Oslo: Statnett.
- . 2022. «Økt kapasitet i strømmettet mellom Norge og Sverige.» 12 12.
<https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemeddelinger/nyhetsarkiv-2022/okt-kapasitet-i-stromnettet-mellom-norge-og-sverige/>.
- Svenska kraftnät. 2023. *Framtidens kapasitetsmekanisme for att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden*. Svenska kraftnät.
- . 2023. *Pilotprojekt: stöd för prissäkring på den svenska elmarknaden*. 18 9.
<https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/pilotprojekt-stod-for-prissakring-pa-den-svenska-elmarknaden/>.
- Tangeland, Torvald, Frode Alfnes, Harald Throne-Holst, og Arne Dulsrud. 2022. *Bærekraftig energiforbruk: Forbrukermobilitet og -fleksibilitet i strømmarkedet*. Forbruksforskningsinstituttet SIFO, OsloMet.
- THEMA. 2022. *Fastprisavtaler og prissikringsmulighetene til kraftleverandører i Norge*. Thema Consulting Group.
- THEMA og Multiconsult. 2022. «Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050? Eterspørsel etter fleksibilitet og kilder som kan levere.»
- THEMA. 2023. *Price impact of a German bidding zone split - implications for Germany and neighbouring markets (Executive summary)*.
- THEMA. 2023. *Prissikring av kraft utenfor børshandel*. Thema Consulting Group.

United Nations. 1987. «Our Common Future.» Funnet 10 10, 2023.

file:///C:/Users/JOBJO/Downloads/our_common_futurebrundtlandreport1987%20(1).pdf.

Williams, J. 1986. *The Economic Function of Futures Markets*. Cambridge: Cambridge University Press.

Aam, Sverre. 2016. *Opprinnelsen til vannverdiberegningen*. SINTEF Energi.

