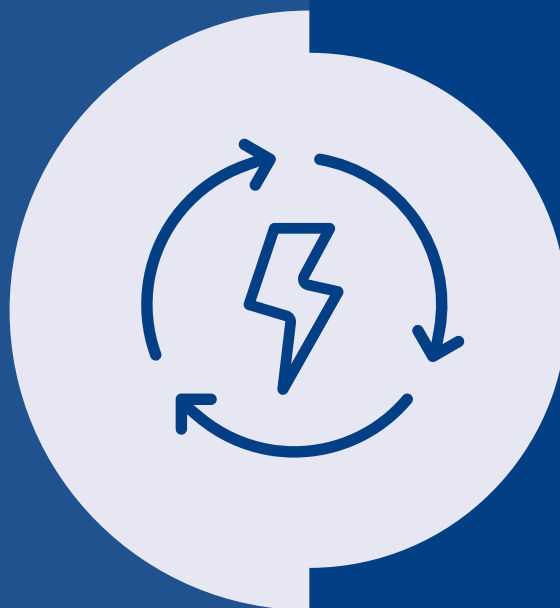


Kraftmarkedet

Prosess21 Ekspertgrupperapport



Innhold

Sammendrag	2
Executive Summary	5
Innledning: industriens perspektiv på det norske kraftmarkedet	8
Industrien: kraftintensiv og kraftforedlende	10
Industriens behov for kraft er stort	10
Kraftpris og konkurransedyktighet.....	11
Hvordan er prisen på industriens elektrisitet satt sammen?	13
Hvor elektrisk blir fremtiden?	17
Hva blir prosessindustriens kraftforbruk?	17
Hvordan blir strømforbruket for samfunnet for øvrig?	21
Kostnadsdrivere og kostnadsrisiko	27
Fremtidige markedspriser på strøm	27
Nettleie	33
CO ₂ -kompensasjon	35
Tilrådingen for hvordan kraftpolitikken og kraftmarkedet bør utformes for å ivareta industriens konkurransedyktighet	38
Bidragstyper	42
Referanser	43
VEDLEGG A: Ordningen med opprinnelsesgarantier	44
Industriens synspunkt på ordningen	44
VEDLEGG B: Scenarier for det norske kraftmarkedets fremtid (Pöyry)	47
Viktige drivkrefter for nordiske kraftpriser.....	47
Forutsetninger anvendt i modelleringen.....	48
Brenselspriser	48
Kvotepris	48
Produksjon, etterspørsel, kraftoverskudd og utslipp.....	49
Uttevslingskapasitet	51
Kraftpris	52
Norske kraftprisfremskrivninger	52
Økt vindkraftkapasitet balanseres av vannkraft	52
Hva vil skje i et scenario med full avkarbonisering?	54
Konklusjon.....	55
VEDLEGG C: Ekspertgruppens mandat	56

Sammendrag

Muligheten til å utnytte vann til kraftproduksjon var avgjørende for etablering av prosessindustri i Norge. Den norske kraftintensive prosessindustrien vokste seg stor, og er her fortsatt til tross for at de fleste industriprodukter som lages i Norge selges på globale marked der konkurransen er beinhard og der flere konkurrerende produsenter nyter godt av ulike subsidier som er ulovlige i Norge og EU. Grunnen til industriens fortsatte tilstedeværelse er at vi har fordeler få andre land har. Tilgang til fornybar kraft til relativt lave priser er den viktigste. Etter over 100 år i drift er vannkraften fortsatt den viktigste grunnen til at det finnes industri i Norge. Vannkraften er fornybar, regulerbar og, hvis vi har mye av den tilgjengelig, billig.

De siste 20 årene har kraft vært en overskuddsvare i Norge. Dette er bra for industrien. Når kraft er en overskuddsvare, og fyllingen i vannmagasinene er høy, blir vannet i magasinene mindre verdt og kraftprisen blir lavere. Jo større overskuddet er, jo lavere blir prisen. De fleste norske vannkraftmagasin har ikke kapasitet til å lagre et stort overskudd over lengre tid, og når magasinene er fulle må det eksporteres mye kraft på linjer som kan sende strøm begge veier. For å få en høy eksport må alternativet, import, utkonkurreres ved at prisen her hjemme settes lavere enn den ute.

Det er svært gode grunner til å tro at kraft blir en knappere ressurs fremover. Norge har forpliktet seg til å nå ambisiøse klimamål. Klimamålene kan nås, men det vil ikke skje uten økt bruk av den fornybare kraften vi besitter. Industrien må redusere utslippene fra sine virksomheter, og løsningene som velges vil trolig være kraftintensive. Foruten industrien er transportsektoren, varmesektoren og olje- og gassektoren eksempler på virksomheter som søker å kutte sine utslipp ved å erstatte bruk av fossilt brensel med fornybar kraft. Klimasatsingen vil ledsages av flere datasentre og batterifabrikker og, forhåpentligvis, økt industriaktivitet.

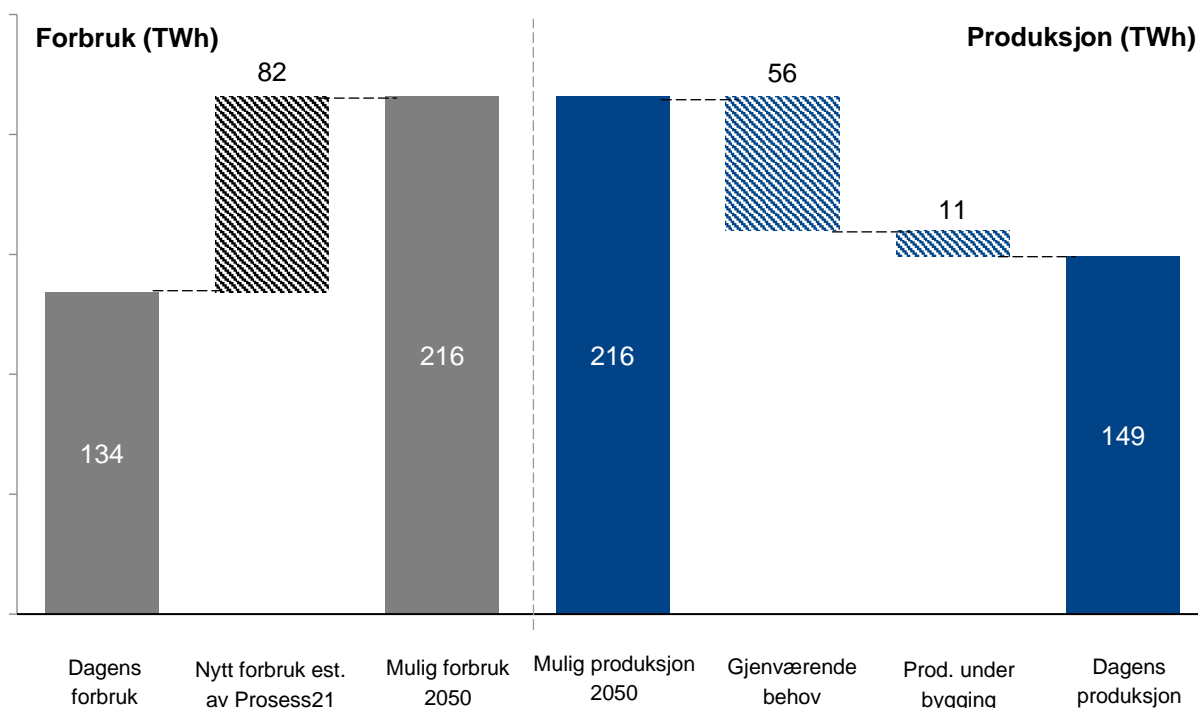
Med en gjennomgående samfunnselektrifisering kommer netttutbygging. Strømnettet er en kostbar infrastruktur som industrien betaler en stadig økende andel av, uten å nødvendigvis være den utløsende faktoren for selve netttbyggingen.

Når kraft blir en knappere ressurs og nettet blir dyrere vil kraftforbruk bli mer kostbart, og industrien i Norge risikerer å miste sitt viktigste komparative fortrinn. Dette er en stor utfordring. For å møte denne utfordringen må industriens andel av nettkostnader justeres etter hvor mye nettnytte industrien bidrar med, og direktebetalingene den bidrar med i form av anleggsbidrag. Samtidig, gitt forventningen om økt kraftforbruk, må kraftproduksjonen øke tilsvarende for å opprettholde overskuddet. Industrielle forbrukere må kunne stole på tilstrekkelig tilgang til kraft til konkurransedyktige priser langt frem i tid.

At vi er en del av et felles-nordisk kraftmarked kan hjelpe. Sverige har et større overskudd enn Norge i dag, og Finland vil trolig bli et overskuddsområde når landets femte kjernekraftverk omsider ferdigstilles. Hvis disse landene forblir overskuddsområder i fremtiden får vi viktig drahjelp når kraftforbruket i Norge øker.

Det er likevel ikke nok å satse på at våre nordiske naboer skal gi oss det kraftoverskuddet vi trenger. Fremtiden til både svensk og finsk kjernekraft, viktige bestanddeler i hvert av landenes kraftproduksjon, er usikker. Og elektrifisering av samfunnet er ikke utelukkende forbeholdt Norge – både Sverige og Finland har lignende planer.

Det trengs altså mer kraftproduksjon her hjemme. Norske myndigheter må legge til rette for at det blir mulig å bygge ut ny fornybar kraft, både landbasert vind, vann og sol, i tråd med forbruksutviklingen. Akkurat hvor mye som trengs er usikkert – det er tilnærmet umulig å vite hvordan det fremtidige kraftforbruket kommer til å se ut. Ulike prognoser spriker i mange retninger, noe som gjenspeiler hvor stor usikkerheten er både når det gjelder hvor mye elektrifisering som er realistisk, hvorvidt andre løsninger enn elektrifisering på sikt kan vise seg å bli mer hensiktsmessige og hvor fort elektrifiseringen skjer. Vi har i denne rapporten satt sammen våre egne antagelser for fremtidig el-forbruk i industrien og eksterne prognoser for andre sektorer, og kommer frem til følgende anslag:

Figur 1: Mulig norsk elektrisitetsforbruk 2050, TWh per år (netto, inkludert tap)


Kilde: Norsk Industri, Statnett, NVE, Nasjonal Transportplan, Pöyry, Konkraft, m.fl.

Dersom vårt forbruksanslag slår til, vil vi måtte bygge ut ny kraftproduksjon på 56 TWh utover det som er normalårsproduksjon i dag i tillegg til det som er under bygging. Og det vil kun være nok til å opprettholde balansen. Dersom vi fortsatt skal ha relativt lave kraftpriser i Norge vil vi måtte ha et solid kraftoverskudd. Behovet for ny produksjon blir i så fall høyere enn vist over. Behovet vil på tilsvarende måte bli lavere dersom forbruksveksten blir lavere enn anslått.

Selv om anslaget på 56 TWh ikke er et presist estimat, vil det med svært stor sannsynlighet bli behov for mer norsk kraftproduksjon fremover, og dette behovet kan meget vel bli mangfoldige TWh. Den avledede diskusjonen fra denne påstanden er hva slags utbygging som vil måtte komme hvis det skjer.

Her er det naturlig å starte med vannkraften, som har en viktig begrensning: det kan ikke bygges så veldig mye mer av den. Det er mange ulike oppfatninger om hva som er et realistisk vannkraftpotensial, men om man bruker NVE som kilde så er potensialet mest sannsynlig noe over 10 TWh, uten at dette potensialet nødvendigvis er realiserbart eller lønnsomt å bygge ut. Utfordringen hva gjelder vannkraft blir å få realisert mest mulig. For at dette skal gjøres trengs en ny innretning av skattemodellen for vannkraft – eksempelvis en heving av friinntektsrenten – for at samfunnsøkonomisk fornuftige prosjekt faktisk kan bli realisert.

Det er imidlertid vindkraft på land som vil bli den viktigste nye forsyningskilden fremover. Vindkraften har et svært stort potensial, og er i dag den mest kostnadseffektive kraftforsyningen vi har. I tillegg passer vindkraften godt i tospann med vannkraften, som gir nødvendig fleksibilitet til relativt lave kostnader i et system der andelen av uregelmessig vindkraftproduksjon vokser. Billig vindkraft og kostnadseffektiv balansering er videre et konkurransefortrinn foran resten av Europa og andre land i verden. Når disse andre landene skal konvertere sine kraftsystem fra fossil til fornybar mister vi fortrinnet som 100% fornybar-basert, men vi kan, takket være landbasert vindkraft og vannkraft, fortsatt ha den billigste formen for ren fornybar kraftforsyning og følgelig da en konkurransedyktig industri.

Lenger frem i tid vil trolig flere forsyningskilder bli mer omfattende. Eksempler er solkraft og havvind. Det bør satses på de kildene som har størst mulighet til å bli kommersielt gangbare fortest mulig.

I tillegg må det innføres en tariffmodell som sørger for at industrien ikke betaler en uforholdsmessig stor andel av kostnadene for nettutbygging. I dag reflekterer industriens nettariff til dels den nettnytten industrien bidrar med,

men den reflekterer ikke at industrien ikke er utløsende faktor for mesteparten av nettutbygging og at industrien allerede bidrar med høy brukerbetaling gjennom anleggsbidrag. En ny forskrift for nettariffer er den beste måten å løse dette på: en forskrift som definerer hvordan industriens nettnytte og kostnadshenførbarehet skal verdsettes. Videre bør like industribedrifter som er koblet til nettet på ulike nivå betale samme nettariff.

Fremtidsutsiktene for kraftprisen og for kraftintensiv industri i Norge avhenger selvfølgelig både av nasjonale og internasjonale forhold. Et kraftoverskudd, og kostnadsriktig nettleie, er ikke nødvendigvis alene nok til å sikre at vi fortsatt har en konkurransedyktig industri. EUs klimapolitikk er også svært avgjørende. Så lenge EU har en langt mer ambisiøs klimapolitikk og klimaregulering enn resten av verden vil industribedrifter i Norge få en gjennomgående konkurransemessig ulempe ved å måtte dekke utslippskostnader som de fleste konkurrenter ikke har. Kostnadene kommer i form av kjøp av utslippskvoter og i form av at kraftprodusenter velter sine utslippskostnader over på kraftprisen. Dette tar EU høyde for, og dette kommer EU til å fortsette å ta høyde for ihvertfall frem til 2030.

Kompensasjon for overvelting av utslippskostnader til kraftpriser, såkalt CO₂-kompensasjon, er den viktigste enkeltbestanddelen i EUs rammebetingelser som er tenkt å sikre industrien fortsatt konkurransekraft. EU har bestemt at denne ordningen skal videreføres frem til 2030. Dette er svært viktig og gledelig for industrien i Norge. Imidlertid har EU også vedtatt å gjøre en forenkling i ordningen som ikke nødvendigvis er til Norges fordel – dette gjelder hovedsakelig påslagsfaktoren som med EUs forslag vil bli upresis og muligens gjøre ordningen mindre robust for norske aktører. Norske myndigheter må derfor aktivt fortsette å arbeide for at Norge skal ha en overveltingsfaktor som er så riktig som mulig og ellers utnytte de mulighetene denne ordningen gir fullt ut.

I en verden der industriprodukters påvisbare karbonavtrykk, også fra kraftforsyning, blir stadig viktigere, får norske bedrifter som utelukkende bruker kraft produsert med fornybare og utslippsfrie kilder en stor fordel. Opprinnelsesgarantiordningens skaper uberettiget tvil om at dette er tilfelle. Dette kan løses på flere måter. Industrien anbefaler i første omgang at NVEs Klimadeklarasjon formaliseres og gis status som verifisert dokumentasjon på utslippsnivået for norsk kraftomsetning. I tillegg bør norske myndigheter oppfordre EU til å endre ordningen slik at den ikke kan så tvil om at forbruk av norsk kraft er utslippsfritt.

Under er våre tilrådninger for hvordan kraftpolitikken og kraftmarkedet bør utformes for å inaveta industriens konkurransedyktighet:

- Et fortsatt kraftoverskudd i Norge er avgjørende for å beholde konkurransedyktige kraftpriser; produksjon fra vannkraft og vindkraft må få anledning til å vokse dersom kommersielle forhold og miljøhensyn tillater det
- Et tett samarbeid i Norden må opprettholdes for å holde både kraftpriser og andre systemkostnader på lavest mulig nivå
- Gevinsten av handelsforbindelser til utlandet må veies nøye opp mot andre konsekvenser for kraftforbrukere og systemet for øvrig
- Industriens nettariffer må bli forutsigbare, rettferdige og være utformet av den reelle nettnytten industrien bidrar med
- Karbonkompensasjonsordningen må innrettes på en måte som gjør at den norske industriens reelle indirekte kostnader, og karbonlekkasjerisiko, blir riktig kompensert
- Ordningen med opprinnelsesgarantier må unngå å skape uberettiget tvil om at norsk kraftforbruk er utslippsfritt

Executive Summary

Hydro-electricity was *the* enabler for manufacturing industry development in Norway, an industry which has since grown in size and stature. It is well-established even though most industrial products made in Norway are sold on competitive global markets where most competitors benefit from various subsidies not permissible in Norway and the EU. What enables the manufacturing industry to stay and thrive is a set of competitive advantages not available elsewhere. Access to renewable electricity at relatively low prices is the most important one.

Hydropower plants in particular, some still in operation after 100 years, is why Norway remains host to many industry facilities. Hydropower is renewable, flexible and, if there is plenty water available, cheap.

For the past 20 years electricity generation in Norway has exceeded demand. This is good for the manufacturing industry. When there is a surplus of generation, and the hydropower magazine filling is high, the water in the magazines is less valuable and the electricity is bid to the markets at lower prices. The larger the surplus, the lower the price. Most Norwegian hydropower magazines are single-year and cannot store large volumes of water for multiple years. When magazines are full, more surplus electricity must be exported on interconnectors that can transmit both ways. The more the interconnectors are used to export, the more exports effectively have to out-compete imports. For this to happen, Norwegian electricity prices must be lower than those abroad.

There are compelling reasons to believe that, going forward, renewable electricity will be a scarcer resource. Norway is committed to achieving ambitious climate goals. These goals are achievable, but not without greater use of renewable electricity. Climate ambitions apply for the industry too, meaning that today's production technology will be replaced by a much more power-intensive fully decarbonized one. For transport, heating and oil and gas extraction, the perceived solution to cutting emissions is by replacing fossil energy with electricity. At the same time, a decarbonised and more digitalized future involves new types of power-intensive industries, such as datacenters, battery cell production and, hopefully, increased activity in "traditional" manufacturing.

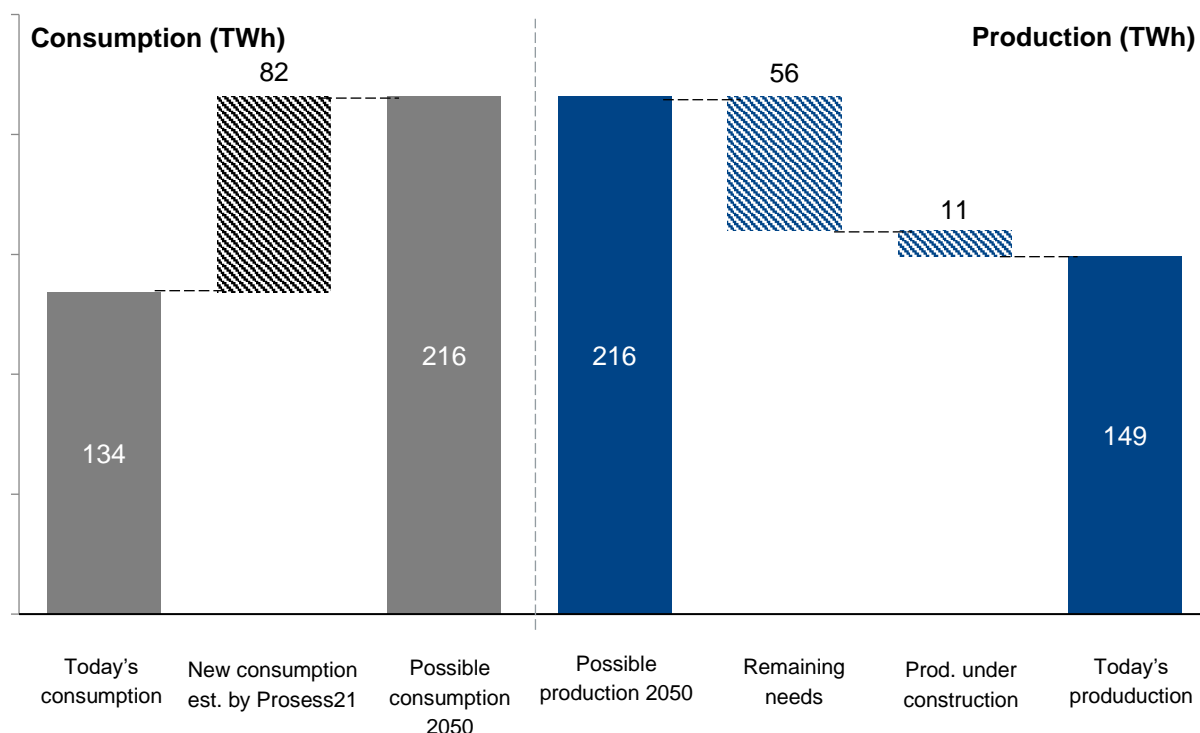
A higher demand for electricity means more network infrastructure development. The electricity grid is an expensive type of infrastructure that the manufacturing industry pays an ever-increasing share for, without necessarily being responsible for triggering the need for grid expansion.

When electricity is scarcer and the grid more expensive, electricity consumption will be more costly, and the manufacturing industry in Norway risks losing its most important comparative advantage. To prevent this, the industry's grid tariffs must first be adjusted to what the industry *should* pay. This should take into account the benefits industrial electricity consumption provides to the grid and the direct contributions the industry already pays in terms of connection fees. At the same time, given the expected increase in demand for electricity, electricity generation must increase correspondingly to keep electricity prices competitive. There should be certainty that renewable electricity will be an excess commodity and that electricity prices will be competitive well into the future.

Being a part of a common Nordic electricity market may help. Sweden has a larger electricity surplus than Norway today, and Finland will probably be a surplus area when the country's fifth nuclear power plant is finally completed. If these countries uphold their electricity surplus in the future, this will mitigate the price impact of a potential Norwegian electricity deficit.

However, trusting Finland and Sweden to uphold an overall Nordic electricity surplus is an insufficient strategy. The future of both Swedish and Finnish nuclear power, important components in each of the countries' electricity generation mix, is uncertain. And expanding the use of electricity to new sectors and new processes is not an exclusively Norwegian thing – both Sweden and Finland have similar plans.

Ultimately, more power generation is needed at home. Norwegian authorities should facilitate the development of new renewable electricity, both onshore wind, hydropower and solar, to keep up with consumption growth. Exactly how much is needed is uncertain – it is nearly impossible to judge what future electricity consumption will be. Different forecasts vary considerably, reflecting how uncertain future electricity consumption is, whether alternative solutions to electricity will be more appropriate and how fast growth in electricity consumption will be. In this report, we combine our own assumptions for future electricity consumption in manufacturing industry and external forecasts for electricity consumption in other sectors to get a complete picture of where we may end up. Our estimate is as follows:

Figure 2: Possible Norwegian electricity consumption 2050, TWh per year (net, including losses)


Source: Norsk Industri, Statnett, NVE, Nasjonal Transportplan, Pöyry, Konkraft, m.fl.

Should the above estimate materialize, we will need 56 TWh of new power generation on top of what we have today (assuming normal weather conditions) and what is currently under construction. And that will only get us to a balanced supply. If the aim is to keep our electricity prices competitive, we need a considerable electricity surplus, and the need for new generation will be higher than shown above. Conversely, if electricity demand grows by less than what is depicted, the need for new generation will be correspondingly lower.

The 56 TWh estimate is not a precise forecast, but there is little doubt that more generation will be needed, and this need may very well amount to several TWhs. The ensuing discussion is what kind of additional power generation we need for this to happen.

Hydropower remains key, but it has one important limitation: its remaining potential. Exactly what the remaining potential is and how much of it can realistically be developed is uncertain. It very much depends on who one asks. The most authoritative source is The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE), the regulator. It estimates a potential slightly above 10 TWh, noting that it may not all be realistic or commercially viable. The onus is to develop as much of it as possible. For this to happen, revisions to hydropower taxation is necessary. There are several ways to do this. One example is to raise the regulated interest on tax-free income.

Onshore wind-power is unquestionably the most promising technology. Both the theoretical and the financially realistic potential is considerable. It is one of Europe's most cost-efficient forms of electricity generation. It fits well with hydropower, which provides the necessary flexibility at relatively low costs in a system where the share of intermittent wind power production grows. Cheap wind-power and cost-effective balancing moreover make out a competitive advantage compared to the rest of Europe and other countries in the world. When these other countries convert their power generation to renewable, Norway loses its exclusivity as a 100%-based renewable power generation system but, thanks to onshore wind and hydropower, retains its position as the most competitive one. Consequently, its manufacturing industry remains competitive too.

In the future, more sources of renewable electricity generation that are currently commercially immature will play a bigger role. Examples are solar-power and offshore wind. The focus should be to spur the development of the generation sources that are have the best commercial potential.

When it comes to the electricity grid, a new tariff model is needed. It should ensure that the manufacturing industry does not pay a disproportionately large share of the costs for network infrastructure development. Today, the industry's network tariff only partly reflects how beneficial large consumers are for both grid development and operations. It does not reflect that most grid developments are not triggered by the manufacturing industry and that industry already contributes with direct payments in the form of connection fees. A new regulation for network tariffs is the best way to solve this: a regulation that embeds cost-reflectiveness and that defines the value of the manufacturing industry's provided grid benefits. Furthermore, industrial companies that are connected to different grid levels but are otherwise similar should pay the same grid tariff.

The ability to maintain and improve industrial competitiveness will also depend on international developments and policies. A domestic electricity surplus and a cost-reflective grid tariff may not be enough. EU's climate policy is a key non-domestic driver. If EU climate ambitions and policy tools far outstrip those in the rest of the world, Norwegian manufacturing industries will have to cover emission costs that most competitors are not exposed to. These costs, which come directly from purchasing emission quotas and indirectly from higher power prices, will impede competitiveness. If EU manufacturing industry shuts down as a result, and production increases outside EU where manufacturing industry is more carbon-intensive, we have what is known as carbon leakage. The EU recognizes the risk of carbon leakage and is implementing policies to mitigate it at least up to 2030.

Compensation for the indirect costs invoked by higher power prices, so-called CO₂-compensation, is the most important component of the EU's carbon leakage mitigation policies. The EU Commission has decided that this scheme will be extended till 2030. This is very important for Norwegian manufacturing industry. On the other hand, the Commission has proposed guidelines that are not fully aligned to Norwegian realities. This particularly concerns the pass-through factor, which may end up being incorrectly defined for Norway. The Norwegian authorities must actively continue proposing alternative pass-through factor setting methodology until the final guidelines are published and otherwise make full use of the opportunities this scheme provides.

In a world where carbon intensity of manufactured industrial products, including their power supply, is becoming increasingly important, Norwegian companies that exclusively use renewable-based and emission-free electricity have an advantage. The guarantee of origin scheme wrongfully and needlessly confuses whether this is the case. This is a problem that can be solved in numerous ways. The manufacturing industry recommends, as a first step, that NVE's Climate Declaration be formalized and given status as verified documentation as to the carbon content of electricity consumed in Norway. In addition, the Norwegian authorities should urge the EU to change the scheme so that actual consumption of renewable electricity is labelled as emission-free.

Below are our recommendations for how the power policy and the power market should be designed to preserve the manufacturing industry's competitiveness:

- Maintaining a power surplus in Norway is crucial for maintaining competitive power prices; generation from hydropower and wind-power must be allowed to grow if commercial conditions and environmental considerations permit
- Close co-operation in the Nordic power market must continue to keep both power prices and other system costs at the lowest possible level
- Benefits of interconnectors must be carefully weighed against other consequences for power consumers and the power system in general
- The manufacturing industry's grid tariffs need to be more predictable, cost-reflective and consider the value that large power consumers provide to grid developments and operations
- The carbon compensation scheme must be continued and designed in a way that compensates the manufacturing industry's actual indirect costs and properly mitigates carbon leakage risk
- The guarantees of origin scheme must stop confusing trade of financial instruments with actual consumption of emission-free electricity

Innledning: industriens perspektiv på det norske kraftmarkedet

Året 2020 har vært svært begivenhetsrikt. Koronapandemi, høyere konfliktnivå i internasjonal politikk og innføringer av beskyttende tariffen har vært veldig utfordrende for den handelsintensive og konkurranseutsatte industrien i Norge. I tillegg har EU lansert en rekke forslag for ny og mer ambisiøs klimapolitikk som øker presset på en allerede slitt konkurransedyktighet. På den annen side, fra et rent industriperspektiv, var vinteren 2020 svært nedbørsrik og mild, noe kraftmarkedet og kraftprisene fortsatt bærer preg av.

Så langt har 2020 vært en god illustrasjon på hva det er som er krevende og hva det er som er positivt med å være en industribedrift i Norge. Marginene på de globale industrimarkedene blir stadig strammere og konkurranseevnen utfordres i stadig større grad, men vi har et livsviktig komparativt fortrinn i å ha tilgang på rikelig og relativt lavt priset fornybar kraft. Fremover er det ingen grunn til å tro at konkurransen i globale industrimarkeder blir mindre hard. Derfor er industriens hovedpremiss at norske kraftpriser må forbli lave.

Et ønske om vedvarende lave kraftpriser er ikke fullt ut forenlig med et deregulert og væravhengig kraftsystem som det norske. Kraftprisen vil svinge fra år til år og fra sesong til sesong også i fremtiden. Det finnes dog en viss grad av forutsigbarhet – så lenge normalårsproduksjonen ligger flere TWh høyere enn forbruket får vi lave kraftpriser i flere år enn vi får år med høye kraftpriser. Hvis alle tenkelige forbruksøkninger ledsages av minst like store forsyningsøkninger har vi derfor en viss trygghet for at Norge kan forbli en konkurransedyktig industrinasjon.

Denne tryggheten er ikke nevneverdig sterk i dag. Markedene for industriprodukter vil alltid være uforutsigbare. Evnen til å konkurrere i disse uforutsigbare markedene påvirkes blant annet av EUs klimamål. EUs klimaambisjoner er riktige og nødvendige, men EU er fortsatt alene om å påføre sin industri betydelige utslippkostnader. En strammere klimapolitikk gir dermed europeisk industri en økning av kostnader som konkurrenter utenfor Europa i stor grad er fullstendig fritatt fra. Hvis utfallet er at industri i Europa legges ned og tilsvarende industri vokser utenfor Europa får vi det vi omtaler som karbonlekkasje.

Den største usikkerheten kommer allikevel hjemmefra. Norge skal, i likhet med EU, fjerne utslipp av klimagasser. Foreløpig vet vi naturligvis ikke akkurat hvordan dette skal oppnås, men det er temmelig sikkert at mye utslipp vil kuttes ved at fossil energi erstattes av fornybar kraft. Denne type utvikling har fått merkelappen «grønn verdiskaping», som også omfatter etablering av nye typer kraftintensiv industri. Denne samfunnsutviklingen vil gjøre at fornybar kraft går fra å være en overskuddsvare til å bli en knapphetsvare. Kraftprisen blir dermed høyere og den norske industriens viktigste komparative fortrinn blir utvannet.

Bare så det er sagt: industrien er ingen motstander av denne utviklingen. Industrien gir sin uforbeholdne støtte til Parisavtalen, til et samfunn uten utslipp av klimagasser og til økt grønn verdiskaping her hjemme. Industrien ser, i likhet med mange andre, store muligheter i en verden uten klimagassutslipp. I en slik verden bør den norske industrien kunne ha en svært fremtredende rolle av to grunner: 1) den lager de byggeklossene som trengs i et lavutslippssamfunn, og 2) den gjør det til lavere kostnader enn alle andre.

På den ene siden har vi dermed enorme muligheter til å bli en sentral bidragsyter til et globalt lavutslippssamfunn. På den andre siden utgjør overgangen til et lavutslippssamfunn en utfordring som gjør at denne muligheten kan glippe. Denne floken må nøstes opp. Dette er mulig.

Først og fremst må industrien i Norge få beholde sitt viktigste fortrinn – lave kraftpriser. Dette betyr ikke at kraftprisen skal utsettes for noen som helst politisk inngripen. Men behovet for ny kraftproduksjon må erkjennes og unødvendige hindringer for ny kraftproduksjon må fjernes. På dette punktet er industrien pessimistisk. Kraftforbruket vil utvilsomt øke fremover, men det er ikke gitt at denne veksten blir kontrollert og det er heller ikke gitt at den finner sted på de beste plassene. Storstilt forbruksøkning bør som hovedregel lokaliseres der hvor det allerede er lokalt og regionalt kraftoverskudd og/eller skjer simultant med tilsvarende utbygging av fornybar kraft i samme område. Da unngår vi å havne i en situasjon der vi bruker flere tiår på å bygge oss ut av betydelige og unødvendige flaskehals i nettet med tilhørende store nettinvesteringer.

På forsyningsiden er det mest bekymringsverdige at bygging av landbasert vindkraft, den best egnede og konkurransedyktige fornybarressursen vi har, trolig vil stoppe helt opp etter 2021 både som resultat av motstand i befolkningen og en tilsynelatende mer og mer restriktiv politikk. Vannkraftens potensial er begrenset og holdes ytterligere nede av stram skattlegging, mens havvind fortsatt er flere år fra å være kommersielt gangbar. Flere år med høy forbruksvekst og lav forsyningsvekst, og dermed høyere kraftpris, kan bli utfallet. I en slik periode vil ikke

industrien i Norge være tilstrekkelig fremtidstrygg til å beslutte å øke virksomheten sin eller implementere kostbar klimateknologi, og denne type beslutninger kan dermed bli utsatt eller avlyst helt. Det har industrien ikke råd til.

Faren for karbonlekkasje vil henge over industrien også som følge av europeisk klimapolitikk. Kvotepreisen på utslipp vil mest sannsynlighet øke betraktelig når EUs nye klimamål for 2030 blir vedtatt, og dette vil føre til økte norske kraftpriser. I en slik sammenheng er CO₂-kompensasjon den viktigste ordningen vi har. EU har besluttet å videreføre denne ordningen frem til 2030, og dette reduserer usikkerheten vår vesentlig. Men ordningen må uansett implementeres i Norge og innrettes på en måte som gir tilstrekkelig og riktig kompensasjon.

Store økninger i kraftforbruket og (forhåpentligvis) kraftforsyning betyr økt behov for nett. Nettutbygginger er nødvendige, men kostbare. Nettopp derfor må både plasseringer av stort forbruk og forsyning i størst mulig grad være der nettkapasiteten er god, mens nettutbyggingen må være så kostnadseffektiv som mulig. Her er det et vesentlig forbedringspotensial. Forbruksetableringer finnes ofte på steder der det i utgangspunktet er for lav nettkapasitet, samtidig som Statnett realiteten mangler insentiver til å opptre kostnadseffektivt. Et ytterligere problem for industrien er at den selv blir bedt om å ta en stadig større del av nettrekningen på fellesskapets vegne. Dette er et problem. Industriens nettnytte må erkjennes i forskrift og ikke utsettes for stadige vilkårlige definisjonsendringer slik tilfellet er i dag.

Denne rapporten har to hensikter. For det første forklarer den hvordan det norske kraftsystemet fungerer og hva som utgjør industriens kraftkostnader idag, for det andre viser den hvordan det fremtidige kraftmarkedet kan bli seende ut hvis kraftforbruket øker formidabelt. Rapporten avrundes med et sett med tilrådinger til beslutningstakere om hva som må gjøres for at industrien i Norge skal ha fortsatt gode vekstvilkår i en fremtid der fornybar kraft blir en stadig mer ettertraktet og industriens konkurranseevne stadig utfordres.

Kraftmarkedet og kraftsystemet er to komplekse fenomen som ikke kan omtales fullgodt i en rapport som har oversiktelighet som målsetting. Den bærer derfor preg av flere forenklinger og avgrensninger. Eksempel på sistnevnte er systemdriftsforhold, reservekraftmarked, nettrekninger og elektrisitetsmarkedsforskrifter. Selv om mye er forenklet og utelatt er imidlertid konklusjonene de samme.

Industrien: kraftintensiv og kraftforedlende

Industriens behov for kraft er stort

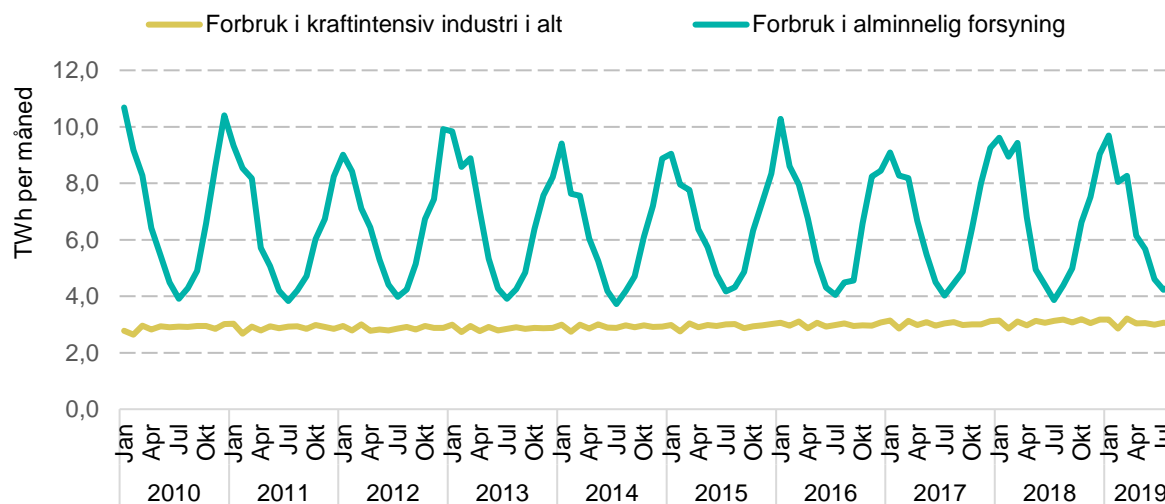
En gjennomsnittlig stor enebolig i Norge vil under normale forhold bruke omtrent 20 MWh, eller 20 000 kWh, elektrisk kraft per år. Byer med rundt 25 000 innbyggere bruker opp mot 2 000 000 MWh. Flere prosessindustrianlegg i Norge bruker alene mer strøm enn det. Norges største enkeltforbruker er Hydros aluminiumsfabrikk på Sunndalsøra med et årlig forbruk på ca 6 TWh per år. Til sammen bruker prosessindustrien årlig 40 TWh, en tredel av det samlede norske forbruket. Industriens kraftforbruk kommer fra:

- Separasjonsprosess, for eksempel elektrolyse, der store mengder strøm brukes for å skille grunnstoffer fra hverandre
- Elektrisk varme, for eksempel til smelting eller bearbeiding av metall
- Mekaniske prosesser

Begrepet «kraftintensiv industri» benyttes for industri der kraftkostnader utgjør en vesentlig del av bedriftens samlede kostnader. Det finnes ingen klar definisjon, men aktivitetene kjemisk industri, treforedling, jern/stål/ferrolegeringer og ikke-jernholdige metaller defineres alle som kraftintensiv industri. I Norge er kraftintensiv industri historisk betinget. Industribyggingen i Norge var tuftet på tilgang til vannkraft til store elektrolyse-prosesser, og industribedriftene ble gjerne bygd geografisk nært de største vannkraftverkene. En gradvis mer desentralisert kraftproduksjon og mer nett har gjort den direkte koblingen mellom industri og kraftverk mindre viktig, men den norske industrien og kraftproduksjonen lever fortsatt i et skjebnefellesskap: industrien trenger mye kraft til forutsigbare kostnader mens kraftprodusenter trenger sikker avsetning.

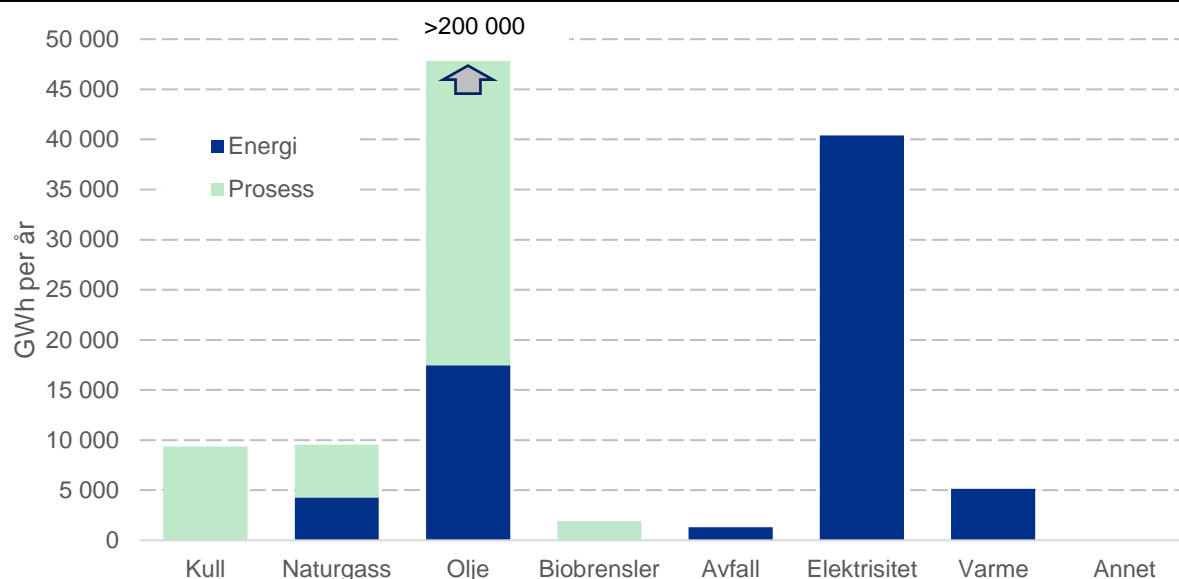
Kraftforbruket i kraftintensiv industri skiller seg fra annet forbruk ved at den er lite temperaturavhengig og stabilt over året. Det er produksjonsmengden i fabrikkene som avgjør hvor mye kraft som brukes, og bortsett fra enkelte revisjonsstanser er det optimalt å kjøre maskinene så jevnt som mulig over hele året. Denne type forbruk har flere fordeler for samfunnet for øvrig, blant annet ved å bedre strømmnettets stabilitet. Figur 3 under viser månedlig kraftforbruk i alminnelig forbruksgruppe (yrkesbygg og husholdninger) og industrien fra perioden 2010 til 2019.

Figur 3: Månedlig kraftforbruk i Norge, 2010-2019



Kilde: SSB (kraftintensiv industri ekskludert enkelte industrinæringer som raffinering)

Foruten elektrisk kraft er industrien en storforbruker av andre energikilder, som vist i Figur 4 under. Her skiller det mellom hva som brukes til energiformål og det som brukes til prosessformål, som omfatter reduksjon (fjerning av karbon) og forbrenning. Elektrisitet er den desidert største energikilden til prosessformål, men bruken av oljeprodukter, fortrinnsvis til forbrenning, ligger langt høyere. Dette forbruket kommer først og fremst fra oljeraffineri, som omdanner råolje til destillerte oljeprodukter som diesel og parafin.

Figur 4: Bruk av energikilder til energi- og prosessformål, GWh


Kilde: SSB

Industriens klimagassutslipp kommer fra bruk av energikilder som kull, gass og olje til prosessformål. Det er denne typer prosesser som må endres for at industrien skal kunne bli utslippsfri. En slik utvikling fordrer utvikling og bruk av prosess teknologi som ennå ikke er kommersielt gangbar, og som i stor grad vil være kraftintensiv. Dette tilsier en økning i industriens el-forbruk fremover.

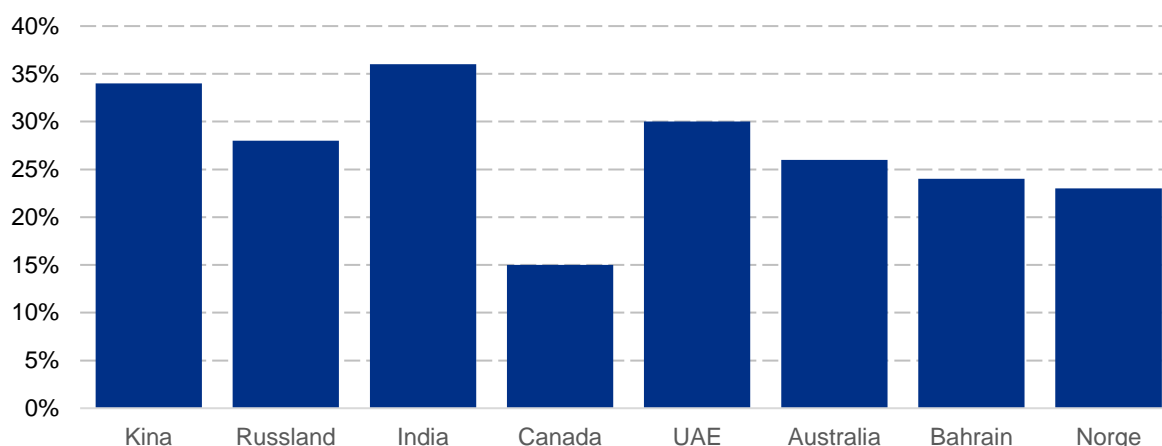
Kraftpris og konkurransedyktighet

De fleste kraftintensive industribedrifter i Norge selger sine produkter i marked der globale drivkrefter bestemmer produktprisen. Bedriftene har dermed ingen mulighet til å bestemme prisen på sine produkter selv. Bedriften er konkurransedyktig hvis den har *positive produksjonsmarginer*, altså evner å ha enhetskostnader som er lavere enn produktprisen.

Den kraftintensive industrien i Norge er ikke en homogen masse. Mange ulike enkeltdeler påvirker de forskjellige bedriftenes produktpriser. Overordnet vil uansett de fleste industribedrifter ha følgende kostnader:

- Innsatsfaktorer i prosessen
- Avkastningskrav
- Kapitalkostnader
- Kraftkostnader; kraftpris og nettleie

Det sier seg selv at for kraftintensiv industri blir kraftpriser svært viktige. Kjøp av elektrisk kraft som innsatsfaktor utgjør, sammen med nettleien, den største kostnadskomponenten for en rekke industrigrener. CRU (2020) anslår at kraftkostnadsandelen for produksjon av primæraluminium utgjør over 20% av totale kostnader, se Figur 5 der vi også viser elintensitet for aluminiumsproduksjon i andre land.

Figur 5: Energiintensitet for produksjon av primæraluminium, 2018


Kilde: CRU

Elintensiteten varierer mellom ulike industrigrener, men tallene for norsk aluminiumsindustri er representativt for annen norsk metallindustri og treforedlingsindustri. Mineralindustrien og raffineringsindustrien har en noe lavere intensitet. Et høyt el-forbruk understreker uansett hvor viktig prisen på elektrisk kraft er. En kraftpris-økning på 1 øre/kWh fra et år til et annet gir industrien en kostnadsøkning på 400 millioner kroner dersom man antar at all innkjøpt kraft kjøpes til denne nye prisen. Kraftprisens innvirkning på industriens globale konkurransevne er dermed stor; variasjoner i kraftprisen gir store kostnadssvingninger. Derfor tegner industribedrifter ofte langsiktige kraftavtaler. Slike kontrakter inngås enten direkte mellom en kraftprodusent og en industribedrift eller de kjøpes i et finansielt marked. Direkte avtaler, også omtalt som bilaterale avtaler, har gjerne lang varighet, vanligvis mellom 8-15 år. Prisen for kraften er forhåndsavtalt, og ligger fast gjennom periodeavtalen, riktignok ofte med noen innlagte justeringsmekanismer, eksempelvis for inflasjon. Finansielle kontrakter som kjøpes på marked kalles futures eller forwards. Det finnes mange varianter av dem – man får kjøpt kontrakter for alt mellom en ukes og ti års varighet. Av industriens årlige forbruk på 40 TWh leveres i dag over 75% gjennom langsiktige kontrakter, enten i form av futures/forwards, bilaterale avtaler med kraftprodusenter, eller er basert på egenproduksjon/tilbakeleie av hjemfallsberettiget kraftproduksjon.

For inntil ti år siden var Statkraft og Vattenfall eneste reelle tilbydere av bilaterale avtaler. Dette er fundamentalt endret de siste tre årene med inntreden av vindkraftaktører i kontraktmarkedet. Hydro, Alcoa og Elkem har inngått avtaler med vindkraftaktører med samlet størrelse lik et årlig forbruk på rundt 7 TWh.

Kraftavtaler fjerner ikke industriens prisrisiko. 25% av kraft som brukes kjøpes i spot-markedet, og avtaler med kortere varighet har en sterk kobling til markedsprisen. Lange kraftavtaler skal dessuten også fornyes etter at de løper ut, så en endring i nivået på kraftprisene får betydning også for disse avtalene om enn med forsinket effekt. Bevegelser i kraftprisen betyr derfor store kostnadssprang for industrien i Norge. Som eksempel var kraftprisen i vinteren 2019 jevnlig over 50 øre/kWh. Det varierer fra bedrift til bedrift hvor krevende dette nivået er, men for de fleste bedrifter ville en vedvarende pris på dette nivået være ensbetydende med negative produksjonsmarginer, noe ingen norske industribedrifter kan leve lenge med.

Fra januar 2020 og frem til i dag har prisen på strøm falt markant som følge av mye nedbør og en relativt mild vinter med lavere forbruk enn vanlig. I tillegg har produksjonen fra vindkraft vært rekordhøy, samtidig som deler av det grensekryssende overføringsnettet har vært midlertidig ute av drift. Resultatet har vært kraftpriser på nivåer under 10 øre/kWh flere måneder i strekk. Dette prisnivået vil normalt gi et oppsving i industriens produksjonsmarginer, men en stupende global etterspørsel etter industriprodukter som følge av COVID-19 ga et kraftig fall i produktpriser og pressede marginer for såvel norske som internasjonale bedrifter. Lave kraftpriser gir i seg selv derfor ingen garanti for positive produksjonsmarginer eller konkurransedyktighet. Det som avgjør konkurransedyktigheten til norske industribedrifter er hvordan bedriftens produksjonsmarginer er sammenlignet med konkurrentenes. De fleste konkurrentene til norske bedrifter holder til utenfor EU, og har helt andre kraftkostnader enn vi har. I tillegg reguleres de som regel på helt andre måter enn norske bedrifter gjør, både hva

gjelder eksempelvis klimaregulering og statsstøtte. Forskjellene er omfattende, og det er tilnærmet umulig å fastslå norske bedrifters konkurranseevne ved å utelukkende sammenligne kraftpriser.

Finansiell statsstøtte er hovedårsaken til at kinesisk industri dominerer i mange industrimarked. Storstilte statlige planer for industribygging på 90-tallet og 2000-tallet, med tilhørende statlig stimulering, har gitt kinesiske bedrifter et fortrinn i form av lave kapitalkostnader og skalafordeler. Samtidig sørger omfattende eksportstøtte for at kinesisk produksjon opprettholdes i situasjoner der bedriftene ellers ville gått med tap. Kinesisk konkurransekraft er derfor et resultat av lav kapitalintensitet, ikke av lave kraftpriser.

Relative kraftpriser har uansett en viss betydning. I mange land utenfor EU med industri som konkurrerer med norske bedrifter er energisubsidier utbredt. Slike subsidier er vanskelig å tallfeste da de tildeles på en rekke ulike måter – alt fra pristak på elektrisitet til produksjonsstøtte til nærliggende kraftverk. Under gir vi noen eksempler på hvordan støtte tildeles i enkelte land, sammen med hvordan kraftmarkedet fungerer:

- *Kina* har et provinsbasert regionalt kraftmarked der noen provinser har et tilnærmet deregulert kraftmarked mens andre har politisk styring. I sistnevnte provinser er kraftprisen tett indeksert til produksjonskostnader for kullkraft. Bedrifter i industritunge regioner, særlig i nordvest, tillates å kjøpe kraft til en lavere pris enn den indekserte kraften. Enkelte provinser har et system for kvotehandel som minner om EU ETS, men slike system finnes ikke i provinser med mye industri.
- *USA* har et stats-inndelt kraftmarked der enkelte delstater har deregulerte marked, andre regulerte. Industribedrifter har kraftavtaler, men må også handle kraft til markedspris dersom de er i delstater med deregulerte marked. Industrien er unntatt fra krav om finansiering av fornybarstøtte i de delstater der dette er aktuelt. Det er ingen utslippspriskomponent i de fleste amerikanske delstater.
- *Canada* praktiserer en ordning der industribedrifter gis anledning til å kjøpe kraft til en pris lavere enn den andre aktører får. Forutsetningen er at den gjeldende bedriften gjør tilleggsinvesteringer i aktiviteter i delstaten de ligger i. Som i USA har noen delstater deregulerte marked, andre ikke.
- *Midt-Østens* kraftmarkeder varierer i størrelse og regulering, men har til felles en sterk statlig tilstedeværelse. Det utstedes statsavtaler på kraft og naturgass og det finnes ingen form for utslippskostnad. Større industrianlegg slipper også ofte å betale leie for eiendommen de benytter.
- *Brasil* fritar, i likhet med Midt-Østen, ofte industribedrifter fra å betale grunnleie. I tillegg har industrien jevnt over lavere el-priser enn resten av forbruket. Elektrisitet omsettes i et sterkt statlig regulert marked, der det ikke er noen innslag av priser eller avgifter på utslipp.

Europeiske kraftpriser særpreges, sammenlignet med resten av verden, av å ha et innbakt element av klimaregulering. EUs system for utstedelse og handel av utslippskvoter, EU ETS, gir en økt kraftpris ved at produsenter av fossilbasert kraft må kjøpe utslippskvoter – en kostnad kraftprodusentene lempet over på sine produktpriser. Så å si ingen land utenfor EU har en lignende kostnad. Risikoen europeisk industri har som resultat av EU ETS-kostnader omtales som *karbonlekkasje*, en effekt av at dersom kraftprisene i EU blir høye som følge av ensidig klimapolitikk, fører dette til flytting av industri til land uten effektiv klimapolitikk.

Selv om konkurranseevnen avhenger av mer enn relative kraftkostnader, er det kraftkostnader som er den *norske* industriens fremste komparative fortrinn. Selv med markedsbestemte priser, og et innslag av utslippskvotekostnader i kraftprisen, er ofte kraftprisen i Norge lavere enn regulerte kraftpriser i våre konkurrentland, noe prisene så langt i 2020 har eksemplifisert. Av samme grunn vil relativt høye kraftpriser her hjemme være en større ulempe for norske industribedrifter enn mange andre. Norge har riktignok flere fortrinn, som for eksempel høyt utdannet og effektiv arbeidskraft og stabile politiske betingelser, men det er neppe aktuelt å opprettholde eller bygge ut industri i Norge dersom det er utsikter til at kraftkostnadene i Norge blir værende på høyere nivå enn hos våre konkurrenter.

Hvordan er prisen på industriens elektrisitet satt sammen?

Markedsprisen på elektrisk kraft («kraftprisen») som enten er kjøpt direkte i spotmarkedet eller gjennom prisavtaler er den viktigste enkeltfaktoren i industriens totale kraftkostnader. Den samlede strømgregningen for industrien består imidlertid av to ytterligere elementer; **CO₂-kompensasjon** og **nettleie**.

Kraftprisen – prisen på kraft bestemt av kraftmarkedet

I Norden omsettes kraft på en kraftbørs, Nord Pool. Her legger produsenter og større forbrukere inn tilbud og etterspørsel for hver time i påfølgende døgn i det som kalles spotmarkedet. På basis av disse budene fastsettes en *systempris* for hver time basert på det dyreste budet som er nødvendig for at produksjon skal dekke forbruk

(det marginale budet). Det er mange aktører på Nord Pool Spot og god grunn til å tro at budgivingen reflekterer faktiske marginale produksjonskostnader (hensyntatt vannverdier) og betalingsvilje hos forbrukere. Med andre ord er prissettingen effektiv, og utøvelse av markedsrett er fraværende. Det forhindrer likevel ikke at det kan være store variasjoner i prisene over tid. Kraft kan også, som nevnt over, kjøpes ved bilaterale avtaler. Prisen i slike avtaler varierer med avtalens lengde, størrelse og hvem partene er, men de fleste langsiktige avtaler vil i ulik grad benytte systemprisen som indeksverdi.

Systemprisen beregnes på basis av alle innkomne bud og uten å ta hensyn til kapasitetsbegrensninger (flaskehals) i nettet. I mange tilfeller er det ikke mulig å gjennomføre handlene som er avtalt, på grunn av flaskehals ett eller flere steder i nettet. For at handelen skal gå opp og systemet balansere, er det nødvendig å øke produksjonen eller redusere forbruket i underskuddsområder og redusere produksjonen eller heve forbruket i overskuddsområder. I det nordiske systemet håndterer man hovedsakelig slike situasjoner gjennom *budområder*. I Figur 6 under viser vi områdeinndelingen i Norden sammen med pris og handel for en gitt time.

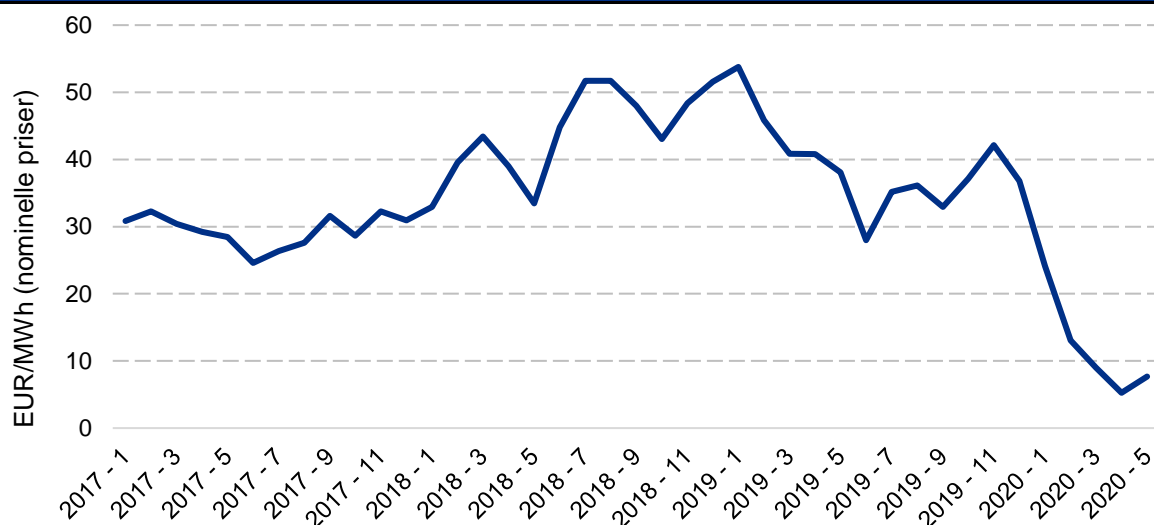
Figur 6: Områdeinndeling i Norden, 1. september 2020



Kilde: Statnett

Systemoperatørene i Norden melder inn til Nord Pool Spot hvor mye overføringskapasitet som er tilgjengelig mellom markedsområdene. Etter at systemprisen er beregnet, beregnes priser og flyt på nytt, hensyntatt begrensningene, slik at man får balanse i hvert av markedsområdene. Hvis begrensningen fører til justeringer i produksjon og forbruk på hver side av nettlinsen, har man en flaskehals, og det blir forskjellige priser på hver side av flaskehalsen. Denne måten å gjøre det på kalles "market splitting", og innebærer at de dyreste produsentene i et overskuddsområde må redusere sin produksjon og/eller forbrukere må øke sitt forbruk for at det skal bli balanse i systemet gitt overføringsbegrensningene. I et underskuddsområde blir det motsatt.

I Figur 7 under vises systemprisen (kraftprisen satt av Nord Pool for Norden antatt uten flaskehals mellom områdene) fra 2017-2020. Prisene er månedlige gjennomsnittstørrelser.

Figur 7: Historiske Nord Pool systempriser, EUR/MWh (nominelle størrelser)


Kilde: Nord Pool

En relativt tørr sommer og høst i 2018 ga knappere forsyning vinteren 2018/2019 enn hva som var tilfellet vinteren før. En mer anstrengt forsyning ga høyere norske kraftpriser, en prisutvikling som ble forsterket av at kraftprisen hos våre handelspartnere i Danmark, Nederland og Tyskland (indirekte via Sverige og Danmark) økte da kvoteprisen på utslipp gikk fra rundt 5 €/tCO₂ til 25 €/tCO₂. Et relativt høyt prisnivå gjennom 2019 har siden blitt fullstendig reversert på grunn av mye nedbør, milde vintertemperaturer og høy vindkraftproduksjon vinteren 2020. Samtidig har flere overføringsforbindelser til naboland vært periodevis ute av drift, som gjør at prispåvirkningen fra utlandet dempes. Det gjennomsnittlige prisnivået i 2020 ligger så langt under 15 øre/kWh.

Utviklingen så langt i 2020 viser hvor viktig balansen mellom produksjon og forbruk er for norske kraftpriser. Når tilgangen på energi i form av vann, snø og vind er stor og forbruket er lavt, må vannmagasinene tappe mye vann for å gjøre plass til snøsmeltingen under vårfloppen. Høy tapping betyr at vannet i magasinene har liten verdi, og lave vannverdier betyr lavere kraftpris. Et annet kjennetegn på slike perioder er høy krafteksport som følger naturlig av høy produksjon. Høy eksport betyr følgelig som regel lav pris.

Nettleie

Nettariffer utformes i overensstemmelse med regler gitt av Norges vassdrags- og energidirektorats (NVE) FOR 1999-03-11 nr. 302 Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomhet og tariffer (Kontrollforskriften). Nettvirksomhet er monopolregulert i form av at NVE fastsetter en årlig ramme, også kalt tillatt inntekt, for hvor mye inntekter hvert nettselskap kan hente inn. Det tillates at faktiske inntekter i enkeltår avviker fra tillatt inntekt, men over flerårsperioder må disse stemme overens. Transmisjonsnettets (Statnetts nett) tillatte inntekt for 2019 er anslått til ca. 9,6 milliarder kroner.

Tillatt inntekt hentes inn gjennom nettleie betalt av produsenter og uttakskunder (forbrukere). Nettleien er delt i energiledd og fastledd. Mens energileddet dekker løpende bruk og nettets systembelastning, skal fastleddet sørge for at transmisjonsnettets får dekket den samlede tillatte inntekten for selve infrastrukturen. Statnett har i tillegg inntekter fra flaskehals (internt i det norske nettet og en andel av de nordiske flaskehalsinntektene) og handelsinntekter fra NorNed (kraftoverføring til og fra Nederland).

Fastleddet er ulikt for henholdsvis kraftprodusenter, øvrig forbruk og stort forbruk. Industrien er i sistnevnte kategori. Den generelle uttakstariffen i 2020 er satt til 393 kr/kWh, det samme som i 2019 og 33 kr/kWh høyere enn i 2018. Kraftprodusenter har en tilnærmet flat innmatingstariff, i dag lik 1,3 øre/kWh. Produksjonstariffen er den samme uavhengig av hvilket nettnivå man er tilknyttet. At produksjonstariffen er fast betyr i praksis at enhver økning i Statnetts kapitalbase må dekkes fullt og helt av forbruk.

Fastleddet for forbruk varierer mellom uttakskunder. I henhold til gjeldende regelverk utarbeider Statnett jevnlig en tariffmodell som benyttes for å beregne fordelingen av betaling fra hver kunde og kundegruppe. Statnetts tariffmodell brukes som rettesnor av distribusjonsnettselskaper.

Enkeltkunder med effektuttak over 15 MW i mer enn 5000 timer i året, Stort Forbruk Høy Brukstid (**SFHB**), betaler en lavere sats enn annet forbruk. Tariffreduksjonen vil variere fra kunde til kunde avhengig av hvor gunstig deres forbruk er for nettet. Differensieringen skjer ut fra definerte egenskaper ved forbruket, deriblant hvor stabilt forbruk er over året og gjennom døgnet, og om sommerforbruket er høyt. Dagens SFHB-faktor er begrenset oppad til 60% reduksjon i fastleddstariffen.

Ulike industribedrifters nettleie kan også variere betraktelig avhengig av hvor bedriften befinner seg, og hvilket nettnivå den er tilkoblet. Et industrianlegg som er knyttet til transmisjonsnettet betaler for eksempel ikke nettleie for underliggende nett (distribusjonsnettet). Det gjør derimot industribedrifter tilknyttet distribusjonsnettet, og disse har derfor høyere nettleie enn ellers like bedrifter knyttet til transmisjonsnettet.

CO₂-kompensasjon

CO₂-kompensasjon er en tillatt statsstøtteordning regulert av EU-Kommisjonens konkurransemyndighet, DG COMP. Ordningen er EØS-relevant og implementert i Norge. Den tar utgangspunkt i hvordan kraftpriser påvirkes av priser på utslippskvoter. Høyere kvotepriser betyr økte driftskostnader for produsenter av gass- eller kullkraft, som lempes kostnadsøkningen videre til strømmen de selger. Norge har nesten ingen slik kraftproduksjon, men kvoteprisen påvirker norske kraftpriser gjennom markedskoblingen vår til områder der gass- og kullkraft finnes. CO₂-kompensasjon er en delvis tilbakebetaling av denne påslagsfaktoren. Ordningen er forbeholdt el- og eksportintensive bedrifter, altså industri med høye kraftkostnader som ikke kan legges på produktprisene – bedrifter som er svært utsatt for risiko for karbonlekkasje. EU definerer hvilke industrisegment dette gjelder.

Selve påslagsfaktoren er fastsatt for ulike kraftmarkedsregioner av EU. Norge, og Norden, har en faktor på 0,67 – for hver økning i kvoteprisen på 1 EUR/tCO₂ blir norske bedrifter kompensert med 0,67 EUR/MWh, justert for en intensitetsfaktor på 75%. En ytterligere avgrensning er at kraftforbruk dekket gjennom bilaterale kraftavtaler inngått før kvotehandelssystemet ble opprettet er avskåret fra CO₂-kompensasjon.

CO₂-kompensasjon har vært et uhyre viktig tiltak for å opprettholde norske industribedrifters konkurranseevne. Industrien i Norge består i høy grad av særs el-intensive virksomheter, og empirisk analyse (Pöyry 2018) viser at kvoteprispåslaget har vært merkbart på norske kraftpriser i alle analyserte år.

Opprinnelsesgarantier

Opprinnelsesgarantier utstedes til fornybar kraftproduksjon. Kraftleverandører som ønsker å dokumentere at de selger fornybar kraft pålegges, i henhold til EUs kommende fornybardirektiv¹, å kjøpe tilsvarende mengde opprinnelsesgarantier. Kostnader lempes over på kraftkjøperne. Garantiene kan omsettes fritt i Europa uten noen som helst kobling til fysisk kraftflyt. De aller fleste norske opprinnelsesgarantier eksporteres.

Kjøp av garantier er frivillig, og norske kraftbrukere trenger i motsetning til kraftleverandører *ikke* å kjøpe opprinnelsesgarantier for å dokumentere fornybart kraftforbruk². Prosessindustrien i Norge kjøper ikke opprinnelsesgarantier da dette er en unødvendig form for dokumentasjon som forringer industriens konkurransekraft. Likevel er ordningen en klar ulempe for industrien. NVEs varedeklarasjon av strøm, som det ofte refereres til når et lands fornybarandel skal dokumenteres, baseres på handel med opprinnelsesgarantier. Når mesteparten eksporteres står Norge igjen med, på papiret, et fossil-basert kraftforbruk som ikke stemmer overens med virkeligheten. Industrien har derfor tatt til orde for at ordningen justeres på en måte som slår fast at norsk kraftforbruk faktisk er fornybar-basert. Dette er så langt ikke tatt til følge i tilstrekkelig grad. Vi omtaler ordningen nærmere i vedlegg A.

Andre komponenter

Ytterligere kostnadskomponenter som påvirker sluttkostnaden for alminnelige forbrukere er MVA, el-avgift, sertifikatpris og Enova-avgift. Med unntak av el-avgift, der elektrisitet til prosessformål er fritatt eller gitt en redusert sats, betaler ikke industrien noen av disse komponentene.

¹ EU Parliament (2018), «Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources», L 328/82.

² Kraftbrukere avgjør selv hvordan de ønsker å dokumentere sin kraftforsyning. Det er fullt tillatt å bruke tall for fysisk kraftproduksjon for enkeltland (kilde: GHG Protocol Scope 2 Guidance).

Hvor elektrisk blir fremtiden?

Hvordan fremtidens kraftmarked blir er umulig å spå. Markedet kommer til å påvirkes av kjente drivkrefter hvis styrke i fremtiden er ukjent, samtidig som andre nåværende drivkrefter vil forsvinne og nye, hittil ukjente, dukke opp. Men én ting som etter all sannsynlighet vil bestå er at kraftbalansen vil være den viktigste prisdriveren. Kraftprisen vil fortsatt være lavere jo mer produksjonen overstiger forbruket.

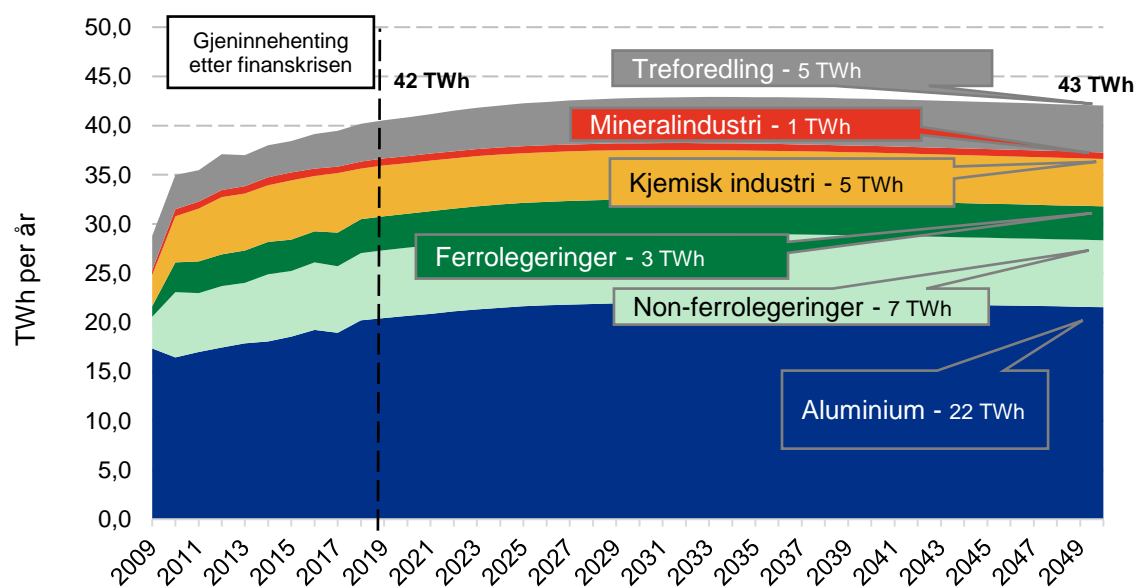
Et ytterligere usikkert, men forventet, utviklingstrekk er at kraftforbruket i Norge vil øke. Elektrisk kraft basert på fornybare kilder er en sentral ingrediens i et utslippsfritt samfunn. Så også for industrien. Industriens fremtidige elektrisitetsforbruk trekkes i to ulike retninger av tiltak som begge kan sies å være klimarelatert. På den ene siden er det forventet at det resterende potensialet for effektivisering trekker el-forbruket noe ned. På den annen side trekker vekst, både organisk og nye anlegg, og ny klimateknologi i motsatt retning.

Dette delkapittelet drøfter potensielle utviklingsbaner for industriens el-forbruk på kort og lang sikt. Vi anslår hvor stort elektrisitetsbehovet for fremtidens nullutslippsindustri blir og kombinerer dette med eksterne vurderinger av fremtidig kraftforbruk i andre næringer. Dette danner så grunnlaget for rapportens hovedformål: en drøfting av hva som må til for å opprettholde et norsk kraftoverskudd og lave kraftpriser.

Hva blir prosessindustriens kraftforbruk?

Prosessindustriens³ elektrisitetsforbruk har i de senere år vært omtrent 40 TWh, en snau tredel av det norske samlede forbruket. I de senere år har forbruket vokst både som følge av høyere generelt aktivitetsnivå og enkeltprosjekter. Veksten fra 2010 frem til i dag indikerer hvordan trenden i industriforbruket kan bli. I Figur 8 under viser vi en trendbasert fremskriving for hvert industrisegment, der vekstbanen er regnet ut som løpende gjennomsnitt fra veksten i henholdsvis 2010-2014 (lavt vektet da denne perioden preges av gjeninnhenting etter finanskrisen) og 2015-2018 (høyt vektet). Vi bruker dette som basisfremskrivingen vår heretter.

Figur 8: Fremskriving av prosessindustriens elektrisitetsforbruk, GWh per år



Kilde: Miljødirektoratet, Norsk Industri

En basisfremskriving beregnet på måten beskrevet over ville gitt et forbruksnivå på 45 TWh i 2050. I figuren viser vi et lavere forbruk. Dette kommer av at vi har lagt til energieffektivisering (el-sparing) i basisfremskrivingen.

All norsk kraftintensiv industri leter kontinuerlig etter måter å redusere elektrisitetsforbruket sitt på. Energieffektivisering, og elektrisitetseffektivisering spesielt, er fortsatt en kjerneaktivitet. Alle

³ Prosessindustri i denne sammenheng inkluderer metallindustrien, mineralsk og kjemisk industri og treforedlingsindustrien. Landbasert raffineringsevne kategoriseres her som kjemisk industri. Equinors LNG-anlegg på Melkøya er ikke inkludert ettersom dets kraftforsyning hovedsakelig kommer fra gasskraftverket samme sted.

prosessindustribedrifter i Norge jobber aktivt med energiledelse både i egen regi og gjennom Enovas programmer, og samme bedrifter er ISO 50001-sertifisert. Eksempler på effektiviseringstiltak er mange, men brorparten av tiltakene er knyttet til utnyttelse av restvarme, driftsforbedringer og optimalisering og nye teknologier (eksempelvis Hydro Karmøy).

Prognoser for energieffektivisering er krevende å lage. Historiske tiltak er neppe veldig representativ for fremtidig utvikling. Trolig er effektivisering et arbeid med avtakende marginal virkning, altså at nye tiltak gir stadigere mindre besparelser. Dessuten har mange industrielle prosesser teoretiske grenser for hvor mye elektrisitetsforbruket kan gå ned, og mye potensial er allerede brukt opp. Likevel vil det utvilsomt komme nye og hittil ukjente teknologier som gir flere besparingsmuligheter.

Vi bruker en forenklet tilnærming. Vi antar at effektiviseringspotensialet i perioden 2020-2050 varierer, i akkumulert verdi, mellom 4% og 12% totalt, altså mellom 0,1% til 0,4% hvert år. Vi antar at jo mer kompleks fremstillingsteknologien er, jo høyere er potensialet. Totalt gir all energieffektivisering en reduksjon på el-forbruket på 2 TWh sammenlignet med hva basisveksten ville vært uten effektivisering. Netto totalforbruk i basisfremskrivningen i 2050 blir da 43 TWh, som vist i figuren over.

Nye anlegg

Industrivekst i form av nye anlegg kan være enten nye produksjonslinjer på eksisterende anlegg ("brownfield"), inkludert elektrifisering av energiprosesser i eksisterende anlegg, eller helt nye anlegg på helt nye steder ("greenfield"). Potensialet for greenfield-utvidelser er begrenset for konvensjonell prosessindustri. En oppskalering av et industrianlegg vil trolig først og fremst finne sted der bedriften allerede har virksomhet da dette vanligvis er langt mer kostnadseffektivt. Eksempler på dette er Hydros nye anlegg på Karmøy og Wacker Chemicals' nye smelteovn på Kyrksæterøra.

På kort sikt settes vekst i nye anlegg lik kjente investeringsplaner, eksempelvis Hydros planlagte utvidelse på Husnes. På lengre sikt er potensialet ukjent, men det vil være større jo bedre forholdene ligger til rette for vekst (som omtalt i Prosess21-rapport: Vertskapsattraktivitet i Norge⁴). Anslaget gitt under kan anses som av beskjedent omfang, men er like fullt basert på et fremtidsbilde der Norge er et attraktivt sted for utvidelsen av industriselskaperes virksomhet.

Omlegging til elektrisitet er en tilleggsfaktor i denne sammenheng. Elektrifisering av energiprosesser i eksisterende anlegg er vurdert av NVE (2020) i rapporten «Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge». Foruten fremstilling av hydrogen ved hjelp av elektrolyse i Yaras anlegg i Porsgrunn og elektrifisering av offshore-næringens landanlegg, viser rapporten til et elektrifiseringspotensial i to landindustri-anlegg: Borregaard og Ineos. Elektrifisering av energiformål ved disse anleggene forventes å gi en forbruksøkning på henholdsvis 0,3 TWh og 0,7 TWh. Dette er inkludert i Tabell 1 under som viser samlet forventning for økt el-forbruk i industrien utover basisfremskrivningen, ikke inkludert satsing på hydrogen og CCS (avsnitt lenger nede).

Foruten konkrete og forventede utvidelsesplaner og elektrifiseringsmuligheter vil det med stor sannsynlighet komme ytterligere brownfield-vekst etter 2030. Da dette er såpass langt fremme i tid, og strengt tatt kan antas å gjelde for enhver virksomhet, er det ikke hensiktsmessig å definere langsiktig generisk vekst for enkeltanlegg. Derfor har vi føyd til en rad med antatt generisk industrivekst etter 2030 på tilsammen 3 TWh.

⁴ Vertskapsattraktivitet – Prosess21 Ekspertgrupperapport (2020).

Tabell 1: Nye anlegg i perioden frem til 2050

Nye anlegg	TWh per år	oppstart	full drift
Aluminium 1	0,5 TWh	2022	2025
Aluminium 2	1,0 TWh	2023	2026
Bioraffinering	0,3 TWh	2024	2026
Sil.leg. 1	0,4 TWh	2019	2020
Sil.leg. 2	0,6 TWh	2024	2025
Sil.leg. 3	0,7 TWh	2028	2030
Etylen	0,7 TWh	2025	2027
Anodeproduksjon	0,4 TWh	2025	2027
Generisk vekst på sikt	3 TWh	2030	2050

Kilde: Norsk Industri, diverse årsrapporter

Totalt anslås vekst i form av nye anlegg, både brownfield og greenfield, til et ytterligere forbruk på **7,5 TWh** utover basisfremskrivningen i 2050. Dette er et tall heftet med svært stor usikkerhet, og utfallsrommet er stort.

Eksempelvis er det absolutt mulig at enkelte eksisterende industrianlegg vil legges ned, eller kutte aktivitet, på lengre sikt. Samtidig vil ofte nyinstallasjoner på eksisterende anlegg være synonymt med at gamle installasjoner avvikles. Dette er en potensiell nedside for vekstanslaget gjengitt over.

Hydrogen

Bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel i smelteovner er en vesentlig komponent i Prosessindustriens Veikart (2016). Tizirs (Eramet) titandioksidd-anlegg i Tyssedal har en målsetting om at kull/koks skal erstattes fullt ut med hydrogen innen 2030. I tillegg har Yara planer om bytte ut bruk av etan med elektrisitet for fremstilling av hydrogen som innsatsfaktor i produksjon av ammoniakk. Andre industribedrifter, som for eksempel Celsa⁵, vurderer bruk av hydrogen som et sentralt avkarboniseringstiltak. Enn så lenge er de fleste hydrogensatsinger ambisjoner snarere enn konkrete planer.

Hvordan hydrogen fremstilles har mye å si for fremtidig el-forbruk. I dag blir mesteparten av norsk-produsert hydrogen fremskaffet ved dampreforming (SMR), en konverteringsteknologi der hydrogen skilles ut fra naturgass. Alternativet er bruk av elektrolyse for å spalte hydrogen og oksygen i vann. Sistnevnte metode er elektrisitetsintensiv, men har den fordel at den er utslippsfri (grønt hydrogen) så lenge kraften som brukes er fornybar. Den er foreløpig ikke kostnadseffektiv sammenlignet med SMR, men det kan endre seg.

I Tabell 2 under viser vi våre anslag for vekst i el-forbruk som følge av bruk av elektrolyse-basert hydrogen i prosessindustrien. Foruten Tizirs kjente satsing består anslaget av prosjekt av mer tentativ karakter. Fremst i rekken er Yara, som er i ferd med å utvikle et demonstrasjonsprosjekt på 20-25 MW med produksjon av hydrogen ved elektrolyse. Ved omfattende omlegging og elektrifisering kan det årlige forbruket bli rundt 500 MW, altså litt i overkant av 4 TWh. Deretter legger vi til omlegging av flere generiske metallurgiske prosesser.

Det er ikke gitt at hydrogen skaffes til veie ved bruk av elektrolyse. Dampreforming og «blå» hydrogen er fortsatt et alternativ, og anslaget under må derfor ses på som en mulighet snarere enn en realistisk utviklingsbane. I tillegg antas det at elektrolyse-teknologiens energiintensitet forbedres betydelig gjennom prognoseperioden, en forutsetning som absolutt kan diskuteres. På den annen side har flere land, deriblant Tyskland⁶, klare ambisjoner for en storstilt hydrogenstrategi som trolig innebærer en import av elektrolyse-basert hydrogen. Norge er definitivt en mulig eksport-kandidat dersom denne type ambisjoner realiseres.

⁵ <https://e24.no/olje-og-energi/i/VbmEBr/statkraft-og-staalproducent-med-klimagrep-vil-lage-staal-med-hydrogen>.

⁶ <https://www.tu.no/artikler/tyisk-gigantsatsing-pa-hydrogen/493783>

Tabell 2: Forventet el-forbruk for hydrogenproduksjon

Hydrogen				
<i>energifaktor</i>	50 kWh/kg H2 i dag – antas lineært redusert til 35 kWh/kg H2 i 2040			
<i>Kull</i>	0,95 kg/kg	Hvor mye hydrogen som trengs for å erstatte en enhet kull i legeringsprosesser		
<i>Ammoniakk</i>	0,176 tonn H2 til 1 tonn ammoniakk	Hvor mye hydrogen per tonn ammoniakk		
	TONN H2	TWH (FULL DRIFT)	OPPSTART	FULL DRIFT
<i>Tizir</i>	87,000	4,0 TWh	2022	2028
<i>Yara</i>	105,000	5,0 TWh	2025	2030
<i>H2-omlegging 1</i>	71,000	3,0 TWh	2030	2036
<i>H2-omlegging 2</i>	56,000	2,0 TWh	2035	2041
<i>H2-omlegging 3</i>	30,000	1,0 TWh	2043	2048

Kilde: Norsk Industri, Quora, Sustainable Energy Initiative, Prosess21

Bruk av hydrogen vil, dersom omleggingene over gjennomføres og hydrogen fremskaffes ved elektrolyse, gi en stor økning i industriens el-forbruk. Den hydrogendrevne forbruksveksten anslås til **15 TWh** i 2050. Vi presiserer at dette kun omfatter fremstilling av hydrogen til prosessindustri-formål. Fremstilling av hydrogen til andre formål vil heve el-forbruket ytterligere, se avsnitt lenger nede.

Karbonfangst- og lagring (CCS)

Det planlagte fangstanlegget på Norcems anlegg i Breivik er et konkret prosjekt som med stor sannsynlighet vil realiseres. Prosjektet gir også en klar pekepinn på hva slags energiforbruk som kan forventes med CCS. Karbonfangst er en energikrevende prosess, da det kreves relativt store mengder energi for å separere CO₂ fra andre avgasser og for å komprimere selve CO₂-gassen. Akkurat hvor energikrevende karbonfangst er varierer med industriprosesser og fangstteknologier.

Et ytterligere spørsmål er hvor omfattende CCS kan forventes å bli i norsk prosessindustri. Vi antar at Norcems anlegg blir operasjonelt i 2025. Dette kan bli et springbrett for videre CCS-satsinger i flere norske industrisegment, deriblant manganlegeringer, silisiumlegeringer, petrokjemi og kalk. Utvikling av CCS i denne type anlegg er vist i Tabell 3 som generiske størrelser. Anslagene for kraftforbruk er basert på kjent fangstteknologi og kompresjon av gassen.

Tabell 3: Forventet el-forbruk fra CCS

CCS				
<i>Energifaktor</i>	0,5 kWh/kg CO ₂ – antas redusert til 0,4 kWh/tonn CO ₂ i 2035 (inkl kompresjon)			
	TONN CO ₂	TWH (FULL DRIFT)	OPPSTART	FULL DRIFT
<i>Norcem</i>	400,000	0,2 TWh	2024	2025
<i>Div petrokjemi</i>	620,000	0,3 TWh	2029	2032
<i>Div legeringer</i>	1,160,000	0,5 TWh	2027	2038
<i>Div mineralsk</i>	340,000	0,2 TWh	2027	2036
<i>Div utenlandsk (kompr.)</i>	7,500,000	0,15 TWh	2025	2040

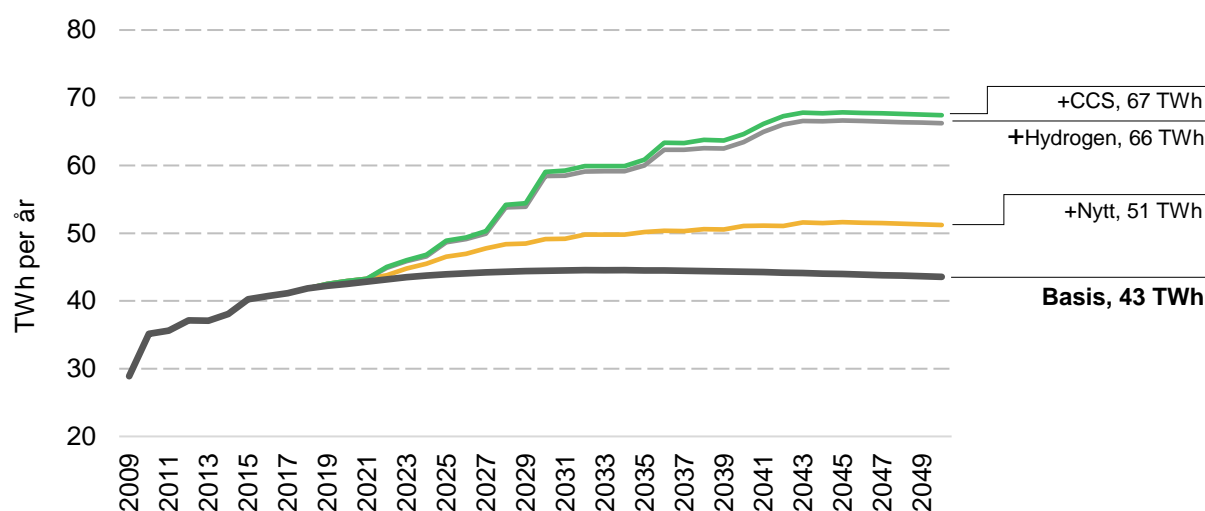
Kilde: Norsk Industri, Global CCS Institute, Sintef

Totalt forventes CCS-satsinger i prosessindustrien i Norge å heve strømforbruket med **1,3 TWh** utover basisfremskrivningen i 2050. Dette er et anslag som kan bli svært annerledes både på oppsiden og nedsiden, ettersom antall CCS-prosjekter i Norge er uvisst, samtidig som teknologisk utvikling på CO₂-fangst mest sannsynlig vil tilsi at flere tilgjengelige, og dermed kostnads- og energieffektive teknologier, vil utvikles.

Oppsummering av forventet elektrisitetsforbruk i industrien

Vårt samlede forbruksanslag er vist i Figur 9. Vi har fremstilt forbruksendringer trinnvist. I utgangspunktet har vi basisfremskrivningen, inkludert energieffektivisering, med et estimert el-forbruk på 43 TWh i 2050. Dernest legger vi på industrivekst og forbruksveksten som kommer fra climateknologier som hydrogen og CCS. Totalt ender vi med et forventet el-forbruk i 2050 på 67 TWh dersom vi inkluderer alt, altså **25 TWh** høyere enn i dag.

Figur 9: Fremskrevet energiforbruk i prosessindustrien, TWh per år



Kilde: Miljødirektoratet, Norsk Industri, Prosess21

Figuren bør tolkes som en illustrasjon på hva som vil skje dersom industriens klimasatsing og vekst følger våre antagelser over, og ikke en prognose. Teknologisk utvikling og politiske prioriteringer, begge med ukjent innhold i fremtiden, vil være de sterkeste drivkreftene. For eksempel er det ikke gitt at hydrogensatsingen får et bredt omfang som klimatiltak hvis kostnadene forblir høye. Det er heller ikke gitt at hydrogen som reduksjonsmiddel vil produseres ved elektrolyse. Dampreformering av naturgass utvunnet på sokkelen kombinert med CCS er et utslippsfritt alternativ, men dette alternativet fordrer også politiske rammebetingelser og kostnadsreduksjoner.

Figuren over illustrerer også en utvikling der industriens lavkarbonsatsing pares med høyere el-forbruk, riktignok mye på grunn av «valgt» hydrogenløsning. I realiteten vil valg av el-intensive climateknologier preges av utsiktene til hvorvidt kraftpriser blir høye eller lave. En el-intensiv klimasatsing kan fort bli selvutslettende hvis den fører til høyere kraftpriser, og på et punkt vil industrien gå bort fra el-krevende løsninger og over til andre og mindre kostbare løsninger. På den annen side kan en markedsutvikling som gir vedvarende lave kraftpriser gi motsatt virkning – industriens klimasatsing dreies da mer i retning av el-intensive teknologier.

Hvordan blir strømforbruket for samfunnet for øvrig?

Prosessindustrien er ikke alene om å måtte kutte utslipp. I henhold til Klimaloven⁷ skal Norge bli et lavutslippsland i 2050. Målet er at nivået på klimagassutslipp i 2050 skal være i størrelsesorden 80% til 95% lavere enn utslipp i 1990, mens det tilsvarende målet for 2030 er 40%. EU forventes å heve sitt 2030-mål til enten 50% eller 55%. Norge gjør det samme⁸. Som innspill til Klima- og Miljødepartementet lanserte Miljødirektoratet sin Klimakur 2030⁹ med det formål å identifisere treffsikre tiltak og virkemidler for en effektiv klimasatsing på tvers av en rekke

⁷ Lov om klimamål, LOV-2017-06-16-60.

⁸ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-forsterker-klimamalet-for-2030-til-minst-50-prosent-og-opp-mot-55-prosent/id2689679/>

⁹ Se: miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf

sektorer. Blant de mange tiltak som foreslås er bytting av fossile brenslar til elektrisitet en gjenganger. Klimakurs 2030-prognose for økt el-forbruk utenfor kvotepliktig sektor er omtrent 6 TWh, mesteparten i transportsektoren.

Elektrifisering er et etablert klimatiltak i Norge. Sammenlignet med mange andre land har vi en fordel i at kraften vi produserer og bruker er fullstendig utslippsfri. Norske virksomheter må derfor ikke ta hensyn til kostnadene ved å legge om kraftsektoren. Det gjør elektrifisering til en opplagt klimaløsning for mange sektorer.

En rekke fagmiljø, deriblant offentlige instanser og eksterne utredere, har stipulert konkrete forventninger til hva det norske lavkarbonsamfunnets el-forbruk vil bli, både av forbruk i industrien og i samfunnet for øvrig. *Pöyry Management Consulting* (nå AFRY) gjennomførte en utredning for Norwea og Norsk Vind Energi i 2017, oppdatert i 2019. Studiens analyseperiode går frem til 2035, der Pöyry anslår en vekst i industriens el-forbruk på ca 8 TWh. Estimater er fra Prosessindustriens veikart. Utenom industri anslår Pöyry en vekst i el-forbruket på 30 TWh, hvorav transportsektoren står for 11 TWh og elektrifisering av olje- og gassrelatert virksomhet for 5 TWh.

I april 2019 la *Statnett* frem sin rapport "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm". Her estimeres det at å erstatte det meste av fossilt energibruk med fornybart energiforbruk vil heve kraftforbruket med 30-50 TWh på lang sikt. I tillegg kan storstilt bruk av hydrogen med elektrolyse gi en ytterligere økning på 40 TWh. For industriens del anslår Statnett i så fall at industriforbruket kan øke fra 54 TWh i dag (inkludert offshore og næringer som generelt ikke omtales som «prosessindustri») til 77 TWh med storstilt elektrifisering, og at dette tallet kan øke ytterligere til 108 dersom industrien blir fullelektrisk og gjennomgående bruker elektrolyse-hydrogen til reduksjonsformål.

NVEs modellering av kraftforbruket ble brukt som input i Energimeldingen (2016). Her ventes en mer beskjeden forbruksvekst i industri enn i de foregående utredningene – 4 TWh innen 2030. Kombinert med antatt forbruksvekst for andre sektorer estimerer NVE en vekst på omtrent 13 TWh i 2030.

Det er en merkbar variasjon mellom disse forventningene og krevende å identifisere hvilken som er mest anvendbar. Mye av variasjonen kan tilskrives formålet bak de ulike estimatene – noen har som formål å oppgi en balansert forventning om hva el-forbruket vil bli gitt kjente utviklingstrekk mens andre søker å tallfeste et «øvre potensial» for el-forbruk i fremtiden. Vår fremgangsmåte ligger et sted mellom disse prognoseformene. Vi legger til grunn en samfunnsutvikling med forholdsvis bred elektrifisering, både i industrien og for øvrig, samtidig som vi benytter mer eksplisitte forventninger for det som kan kalles «ny» industri (datasenter, batterifabrikker osv) enn de fleste andre prognosene vi har sett. Vi vil, der hensiktsmessig, legge til grunn egne forventninger, mens vi benytter offisielle kilder der disse er tilgjengelige. Vi drøfter hver enkelt sektor etter tur under.

Hensikten med å illustrere en fremtidsutvikling med mye elektrifisering er i tråd med formålet for denne rapporten, som er å vurdere hva som må til for å opprettholde relativt lave kraftpriser i en fremtid der bruk av elektrisitet blir langt mer omfattende enn i dag. Oversatt til industriperspektiv er dette det samme som å vurdere hvorvidt industrien kan forbli konkurransedyktig i et hel-elektrifisert og tilnærmet utslippsfritt Norge.

Varmesektoren i Norden

Norge er et av landene i verden med størst andel elektrisk romoppvarming. Det skyldes dels at elektrisitet over lang tid har vært relativt billig i Norge, og dels en mer spredt bosetningsstruktur som fordyrer fjernvarme. De andre nordiske landene har i større grad utbygd fjernvarme, bl.a. på grunn av en mer konsentrert bosetning.

Tidligere var det rene varmesentraler basert på kull, olje og gass som varmet vann for distribusjon i fjernvarmenettet. Etterhvert ble kraftvarme mer utbredt, som i korthet går ut på at en større del av energien i brenselet utnyttes ved at det produseres elektrisitet gjennom varmeproduksjonen. Varmeproduksjonen er primær oppgaven til anlegget, men produksjonen av kraft kan optimeres i forhold til pris på brensel og kraft, og avhengig av varmekraftverkets design.

En avkarbonisering av varmesektoren kan skje på ulikt vis. Delvis kan fossilt brensel byttes ut med biomasse, dette har skjedd i varierende grad i Norge og i våre naboland. Et annet tiltak, som kan få stor betydning for kraftmarkedet i årene fremover, er å bytte ut brenselsbasert varmeproduksjon med varmepumper. Dette er også aktuelt en rekke steder i Norge. Varmepumper som erstatning for kraftvarme påvirker balansen i kraftmarkedet på to måter. For det første så faller kraftproduksjonen fra kraftvarmeanleggene bort. For det andre bruker varmepumpene strøm, tilsvarende rundt regnet $\frac{1}{4}$ av energien i varmen som leveres.

Konsulentselskapet Wattsight har foretatt beregninger som viser at en endring fra kraftvarme til varmepumper i Norden kan stramme inn kraftbalansen med 21 TWh i 2030 ved bortfall av 15 TWh kraftproduksjon og 6 TWh økt

kraftforbruk. Det norske varmemarkedet er mindre enn både det svenske og det finske. Kraftproduksjon fra kraftvarmeverk er begrenset til forholdsvis få anlegg, og det kommer derfor til å bli mindre bortfall av kraftproduksjon her enn i våre nordiske naboland. Samtidig vil økt bruk av varmepumper komme til å bli utbredt. Vi anslår den samlede virkningen av varmemarkedet å heve forbruket med totalt **3 TWh** i Norge.

Elektrifisering av transportsektoren

I 2018 var det 140 000 registrerte elbiler i Norge. Til tross for at mengden elbiler vokser jevnlig er kun 1 TWh av den samlede transportsektoren årlige energiforbruk, på 62 TWh, elektrifisert. I personbilsegmentet bidrar fortsatte myndighetstiltak, samt bedre batterier og billigere elbiler, til at en stadig større del av bilparken er elektrisk. Stortinget har for øvrig gått inn for et forbud av nysalg av biler med konvensjonell forbrenningsmotor fra 2025. Dersom alle de 2,7 millionene norske personbiler blir erstattet med rene elbiler vil dette gi et kraftforbruk på rundt 6,5 TWh, forutsatt at gjennomsnittsbilen kjører 12 000 km i året og bruker 0,2 kWh/km¹⁰.

Kjøretøy utenom personbiler kan gi rundt 5 TWh elektrisk forbruk. NVEs notat¹¹ om omfattende elektrifisering av transportsektoren estimerer at varebiler kan gi 1,8 TWh, bybusser 0,5 TWh, andre busser 0,2 TWh, andre tunge kjøretøy 1,4 TWh og lette lastebiler 1 TWh. Legger man til elbil-tall blir altså den forventede forbruksveksten som følge av elektrifisering på veitransport på **11,5 TWh**.

Elektrifisering av sjøtransport har ifølge flere kilder et stort potensial. Mange fergesamband er trolig velegnede for elektrifisering da korte avstander gjør det mulig med batteridrift. Sjøtransport over lengre avstander kan ikke løses med batteridrift, men det finnes tiltak for økt bruk av gass i langveis sjøtransport. Statnett beregner at forbruket for å produsere hydrogen med elektrolyse til all norsk langveis sjøtransport hever forbruket med 5 TWh, mens elektrifisering av fergetransporten gir 0,8 TWh. I tillegg kommer landstrømsanlegg til forsyning av funksjoner mens skip ligger til kai, anslått av Statnett til å bli 1 TWh. Tilsammen kan vi, med disse anslagene, anta at elektrifisering av sjøtransport medfører en forbruksøkning på 6,8 TWh. Hvis vi legger til det begrensede gjenværende potensialet for elektrifisering av banetransport på 0,2 TWh får vi et forventet forbruk på **7 TWh**.

Ny industri

Begrepet «ny industri» omfatter egentlig alle former for kraftintensive prosesser som anses som relativt nyetablerte i Norge, eller som sannsynligvis kan forventes å komme hit etterhvert. For å gi begrepet mer konkret innhold, og for å ha en viss sporbarhet i anslagene våre, velger vi å avgrense «ny industri» til følgende aktiviteter:

- Datasentre og serverparker
- Batterifabrikker
- Produksjon av syntetisk brensel

Egentlig kunne mange flere næringsstyper havnet på listen over. For eksempel er hydrogen produsert med elektrolyse et viktig uttalt satsingsområde. Men siden hydrogenproduksjon er inkludert som energikilde eller reduksjonsmiddel for andre næringer i avsnitt over sløyfes det her for å unngå dobbelttelling.

Norden, og da særlig Finland og Sverige, har tiltrukket seg mange *datasenter*-etableringer de siste årene. Det vil komme flere, også i Norge, fremover. Vi har i dag fem datasentre som kan kalles relativt store, med en kapasitet på over 20 MW, og et stadig voksende antall små, lokale serverparker. Samlet forbruk i dag er nesten 1,5 TWh. Fremtidsbildet er usikkert, selv om det finnes flere kjente initiativ. Invest in Norway anslår at under gunstige vilkår kan Norden få en årlig nyetablering på et sted mellom 280-580 MW. Vi legger oss i det lavre sjiktet og antar at Norge tiltrekker seg en litt i underkant av en tredjedel, noe som gir en total samlet kapasitet på 1500 MW, eller **9 TWh**, i Norge i 2050. Dette tallet tar kun delvis høyde for foreliggende planer om å etablere et såkalt *hyperscale* datasenter i Norge som alene vil overgå det samlede kraftbehovet oppgitt her.

Batterifabrikker er en annen næringsgren med stort globalt vekstpotensiale. Noe av denne veksten kan absolutt skje i Norge. Batterier får stadig flere bruksområder, særlig i transport, noe som har ført til en sentralisering og skalering av produksjon i stadig større og mer kraftkrevende fabrikker. Norge vil, dersom kraftpriser forblir relativt lave, ha gode forutsetninger for å tiltrekke seg denne type virksomhet. Per i dag er det flere uttalte planer om denne type fabrikker: Freyrs planlagte fabrikk i Mo i Rana og Morrow Batteries' planlagte fabrikk på Sørlandet er

¹⁰ Kilde: Statnett (2019): «Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm».

¹¹ NVE (2016): «Hvordan vil en omfattende elektrifisering av transportsektoren påvirke kraftsystemet?»

eksempler. Vi kan føye til Beyonders og Elkem Carbons satsinger. Dersom vi antar at to av disse realiseres og har omtrent samme årlige el-forbruk vil dette segmentet bidra med et ytterligere forbruk på **6 TWh**.

Til slutt finnes det en rekke initiativ for produksjon av *syntetisk brensel* i Norge. Norsk e-Fuel, Nordic Blue Crude og Statkraft er eksempler på aktører som enten kommer til eller vurderer å etablere storskala produksjon. Potensialet avhenger av etterspørsel. I Norge forventer vi ikke at syntetisk brensel vil være i stand til å konkurrere med elektrisitet som energibærer i veitransport og utslippsfri gass forventes å bli den mest utbredte energibæreren for skipsfart. Imidlertid er potensialet for bruk i luftfart høyt. Dersom vi antar at mesteparten av innenlandsk og noe internasjonal luftfart benytter syntetiske brensler i fremtiden, at vi bruker syntetiske brensel til fremstilling av plast, og at vi blir en eksportør av denne type drivstoff, forventes dette å gi et årlig kraftforbruk på omtrent **10 TWh** med forbehold om at de syntetiske brenslene fremstilles med kjent teknologi.

Elektrifisering av sokkelen

I januar 2020 lanserte Konkraft sin rapport om norsk sokkels klimastrategi frem til 2050. Ifølge rapporten er målsettingen at «*olje og gassindustrien i Norge skal redusere sine absolutte klimagassutslipp med 40 prosent i 2030 sammenlignet med 2005, og redusere utslippene til nær null i 2050.*» Elektrifisering omtales som et sentralt tiltak, uten at fremtidig forsyning fra fastlandet eller fra havvindanlegg tallfestes.

Ifølge SSB og Oljedirektoratet¹² brukes i dag om lag 4 TWh elektrisk kraft fra land til virksomheter på sokkelen. Hel- eller delelektrifiserte anlegg på sokkelen er Troll A, Gjøa, Vega, Valhall, Hod, Goliat, Ormen Lange¹³ og Snøhvit. Ytterligere felt og innretninger som er vedtatt å forsynes med kraft fra land er Martin Linge, Johan Sverdrup, Edvard Grieg, Solveig, Ivar Aasen, Hanz, Gina Krogh, Duva og Nova. De vedtatt elektrifiserte feltene forventes å heve forbruket med ytterligere 3 TWh. I 2023/2024 vil Snorre og Gullfaks delelektrifiseres med forsyning fra havvindprosjektet Hywind Tampen.

Utover installasjoner som er vedtatt å elektrifiseres i løpet av de neste to-tre årene finnes flere prosjekter der kraft fra land anses som en mulig løsning. Ifølge Oljedirektoratet (2020) finner man følgende prosjekter på denne listen: Troll B og C, Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør, elektrifisering av Melkøya landanlegg, Sleipner Øst, Haltensområdet og Draugen. Operasjon på flere av disse feltene vil være avsluttet innen 2050, men vi antar at Melkøya-anlegget og enkelte installasjoner fortsetter driften. Disse forventes å heve kraftbehovet med 4 TWh. En allerede vedtatt pluss en sannsynlig elektrifisering gir altså tilsammen en forbruksvekst på 7 TWh. I tillegg kan det hende at ytterligere eksisterende felt og installasjoner, og hittil uoppdagede felt, elektrifiseres. Vi anslår derfor potensialet for ytterligere elektrifisering av sokkelen til 2 TWh, og ender opp med et anslag på 9 TWh.

Foruten elektrifisering av installasjoner og felt på sokkelen er hel- eller delelektrifisering av landanlegg et annet påpekt klimatiltak. I NVE (2020)¹⁴ estimeres full elektrifisering av henholdsvis Tjeldbergodden, Kollsnes, Mongstad og Kårstø å gi en økning i strømforbruket på 6 TWh. Vi benytter dette estimatet i våre anslag, og antar derfor en samlet forbruksøkning fra sokkelbaserte installasjoner og landanlegg til **15 TWh**.

Hvorvidt denne elektrifiseringen er tilstrekkelig til å oppnå en utslippsfri sokkel i 2050, besvares ikke her. Dette avhenger av langt flere ting enn å bytte ut gassturbiner med landstrøm. Det som uansett er sikkert er at mange av dagens felter ikke vil være i drift i 2050, et faktum som for øvrig taler for at forbruksanslaget vårt kan anses som noe høyt. I tillegg er lokal produksjon og bruk av «blått» hydrogen et alternativ for felter der elektrifisering ikke er en fullgod løsning, noe som oppgis som en mulighet i Oslo Economics' rapport (2020)¹⁵.

Øvrig forbruk/effektivisering

I denne sammenheng er «Øvrig forbruk/effektivisering» en sekkebetegnelse for alle former for el-forbruk som ikke dekkes av det øvrige. Begrepet «effektivisering» refererer til elektrisitetssparingspotensialet i byggsektoren. Øvrig forbruk inkluderer husholdninger, næringsliv utenom industrien, landbruk, offentlige tjenester osv. Det omfatter også enkelttiltak – elektrifisering av oppdrettsaktiviteter er et eksempel. Generelle drivere for forbruksvekst er befolkningsvekst og generelle økninger i aktivitetsnivå. Satt sammen forventer vi at øvrig forbruk forventes å vokse med **3 TWh** sammenlignet med i dag.

¹² Oljedirektoratet (2020): «Kraft fra Land til Norsk Sokkel», Rapport 2020.

¹³ Ormen Lange er et havbunnsfelt med rør til prosessanlegget

¹⁴ NVE (2020): «Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge», NVE-Rapport nr. 18/2020.

¹⁵ Oslo Economics, 2020. Kraftforbruk i et utslippsfritt Norge, OE-rapport 2020-40.

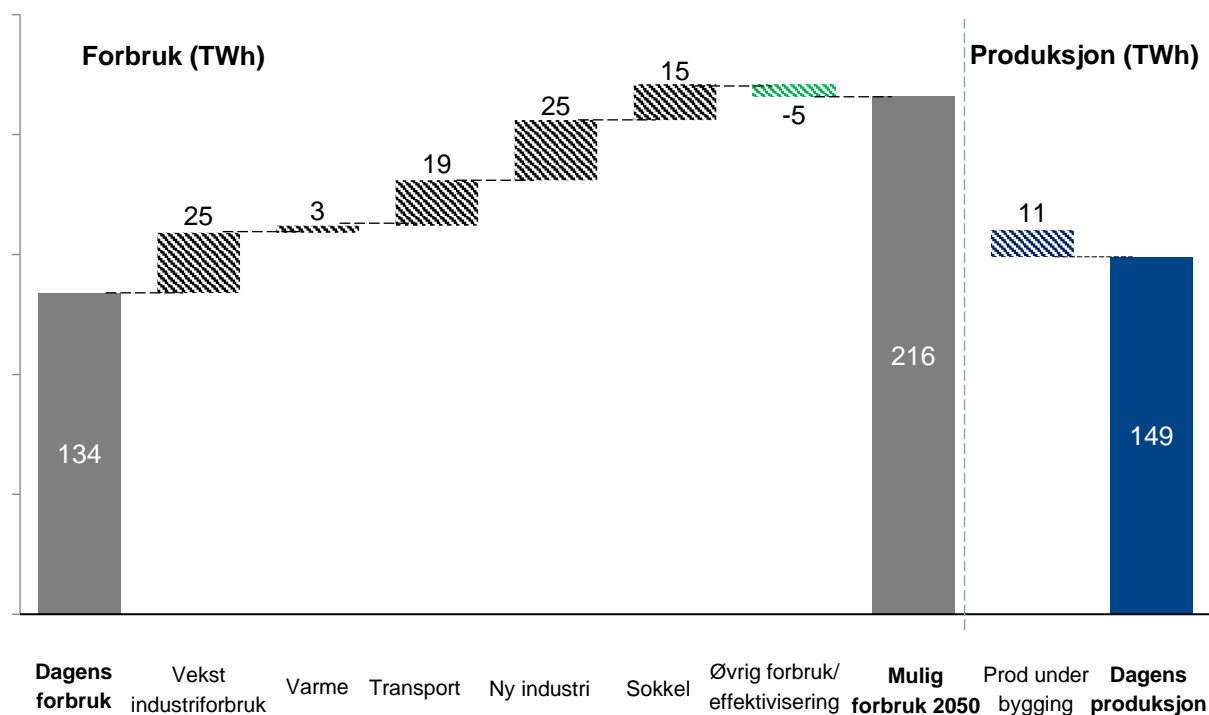
På den annen side er potensialet for energieffektivisering i form av el-sparing omfattende. Dette potensialet finnes først og fremst i bygg, som står for et årlig energiforbruk på 80 TWh hvor rundt 60 TWh er elektrisitet. Regjeringen har i Prop 1 S (2017-2018) lansert et mål på 10 TWh redusert energibruk i eksisterende bygg i 2030. I en potensial-studie utført av ZEB (2017)¹⁶ vurderes en målsetting på 40 TWh redusert energiforbruk i bygg innen 2040 (15 TWh for eksisterende bygg, 25 TWh fra nye bygg som erstatter gamle). Rapporten konkluderer med at målsettingen på eksisterende bygg er utfordrende så lenge Norge ikke har et regelverk for ambisiøs energioppgradering av norske boliger og motivasjonen for effektiviseringstiltak er mangelfull.

Det er like fullt sannsynlig at energiforbruket målt per kvadratmeter bygningsmasse kommer til å falle fremover, og noe av dette vil være reduksjon i el-forbruk. Tiltak som reduserer el-forbruk knyttes gjerne til bedre bygningsstandard – bedre isolasjon, mer effektiv el-oppvarming og lokal forsyning (for eksempel solceller). Vi anslår el-sparing i bygningssektoren til å gi en reduksjon i forbruket sammenlignet med i dag på **8 TWh**. Dette tallet inkluderer ikke lokalproduksjon fra solceller da dette kategoriseres som et mulig produksjonstiltak (neste kapittel). Sammen med øvrig forbruksvekst blir dermed nettovirkningen en reduksjon på **5 TWh**.

Samlet

I fig Figur 10 under illustrerer vi forventet forbruk i 2050 dersom vi tar utgangspunkt i 2019-forbruk og legger til våre samlede vekstanslag per sektor. Dersom alle våre spådommer skulle slå til, blir dette en formidabel økning i el-forbruket over den kommende 30-årsperioden på nærmere.

Figur 10: Mulig norsk elektrisitetsforbruk 2050, TWh per år (netto, inkludert tap)



Kilde: Norsk Industri, Statnett, NVE, Nasjonal Transportplan, Afry, Konkraft, +++

Dersom alle våre sektorvise betraktninger skulle vise seg å slå til, vil kraftforbruket i 2050 bli 82 TWh høyere enn i 2019 – en totalvekst på 60% og en gjennomsnittlig årlig vekst på rundt 2%. Denne type vekst i elektrisitetsbruk har vi ikke hatt siden den omfattende storelektrifiseringen av samfunnet i etterkrigsårene. Dette er et svært krevende scenario å se for seg. Av den grunn ønsker vi å presisere at dette fremtidsbildet ikke er en prognose eller fremtidsanalyse. Den er snarere en illustrert konsekvens av en forbruksutvikling som, der relevant, er i tråd med ønsket politikk, sektorvise intensjoner og kjente utbyggingsplaner, og dernest består av subjektive oppfatninger som er av langt mer usikker karakter.

¹⁶ ZEB Project Report 32-2017; «Energioppgradering av norske boliger – Evaluering av scenariorapporter og forslag til virkemidler».

Når vi allikevel presenterer dette bildet er det fordi elektrifisering av samfunnet, uansett hvor omfattende dette blir, har konsekvenser for industriens konkurransedyktighet. Mer kraftforbruk her hjemme vil, alt annet likt, heve kraftprisen. Vi bruker derfor dette bildet som en indikator på hvor mye ny kraftproduksjon som trengs for at vi opprettholder et kraftoverskudd som i sin tur gir konkurransedyktige kraftpriser. Som vi ser av figuren over, der vi har lagt til produksjon for 2019 pluss kraft som er under utbygging, finner vi et gap på 56 TWh dersom vi skal ha balanse i 2050. Som sagt vil dette gapet bli langt lavere dersom elektrifisering blir mindre omfattende enn vi ser for oss, men det er uansett god grunn til å tro at dagens produksjon pluss det som er under bygging vil være altfor lite til å gi oss et flertall av år med kraftoverskudd på lengre sikt.

Vi legger for ordens skyld til at kraftmarkedsutvikling, selvfølgelig, er dynamisk. En omfattende elektrifisering frem mot, for eksempel 2030, som ikke ledsages av tilsvarende forsyning vil gi høyere el-priser, som i sin tur senker det økonomiske insentivet til ytterligere elektrifisering. På den annen side vil en forsyningsutvikling i forkant opprettholde insentivet og presset til stadig mer elektrifisering.

Kostnadsdrivere og kostnadsrisiko

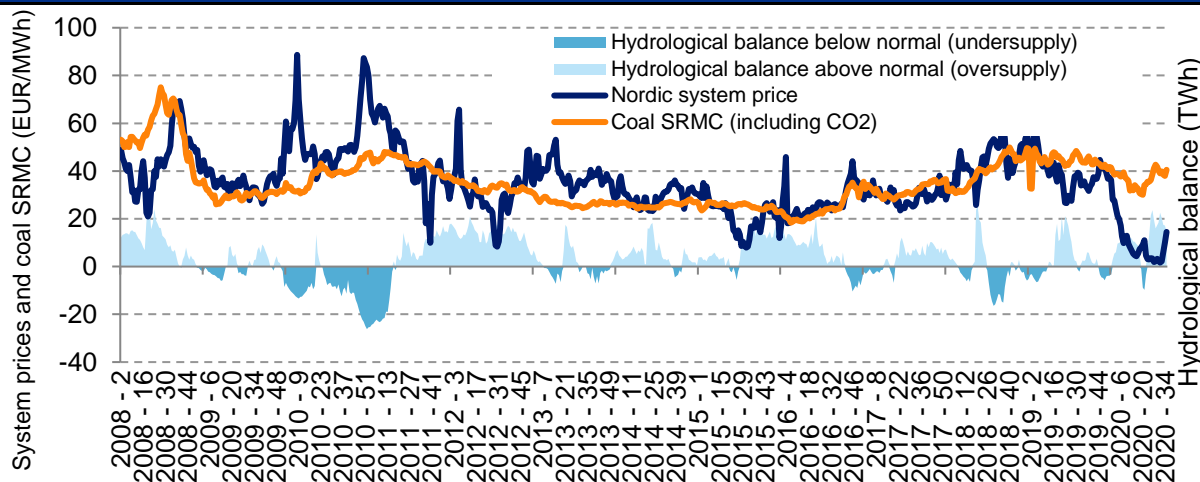
Fremtidige markedspriser på strøm

Lave kraftpriser er et svært viktig komparativt fortrinn for industrien i Norge. Om vi ser de siste ti årene under ett, har norske kraftpriser i snitt vært på nivå som anses som konkurransedyktige, selv om de kan variere mye fra år til år. Det vil dermed alltid være en prisrisiko ved å være storforbruker av kraft i Norge. En konkurransedyktig kraftpris kan heller ikke defineres ved et entydig nivå. Andre lands industribedrifter kan for eksempel ha lavere nivå på kraftprisen enn i Norge, men ha andre kostnadsdrivere som gjør at vi allikevel klarer å konkurrere. Andre kan igjen ha høye kraftpriser, men nyte godt av subsidier som gjør at deres kraftkostnader har mindre å si.

Selv om vi ikke kan tallfeste eksakt hva en konkurransedyktig kraftpris er, er vi sikre på at norske industribedrifter ikke ville vært i stand til å konkurrere dersom kraftprisen over lengre tid hadde ligget på eller høyere enn nivået på kontinentaleuropeiske kraftpriser. Enhver nedoverpekende bevegelse i norske kraftpriser vekk fra europeiske priser er dermed synonymt med økt global konkurransekraft.

I realiteten er det et samspill mellom norske og kontinentaleuropeiske kraftpriser. På grunn av overføringsforbindelser mellom oss (eller via andre nordiske land) og Kontinentet, vil norske vannkraftprodusenter ta hensyn til kraftprisen i våre naboland når de priser sin kraft på Nord Pool. Sagt på en annen måte: prisen en vannkraftprodusent vil ha for å slippe vann gjennom turbinen er ofte bestemt eller påvirket av hvilken kraftproduksjon som ville kommet isteden dersom produsenten hadde valgt å spare på vannet. Denne «alternative» kraften er som regel fossil kraftproduksjon – kullkraft i Danmark, gasskraft i Nederland, kull- eller gasskraft i Tyskland osv. I Figur 11 illustreres dette. Den blå linjen er den nordiske systemprisen på kraft, mens den oransje linjen er produksjonskostnader for kullkraft (inkludert kostnader for kjøp av utslippkvoter) for perioden 2008-2020 (juli).

Figur 11: Kraftpris og viktige drivere, 2008-2020



Kilde: Pöyry, EEX, Nord Pool Spot

Det er mange avvik fra den oransje linjen. Disse avvikene er hva som først og fremst indikerer hvor konkurransedyktige norske kraftpriser er. Jo større negativt avvik, jo bedre for industrien. I figuren illustrerer vi hvordan avvik ofte henger sammen med fyllingsgrad i magasiner. Når denne er større enn normalt for gjeldende tidsperiode blir kraftprisen lavere enn de kontinentaleuropeiske. Når magasinutfyllingen er lavere enn normalen skjer det motsatte. Den milde og nedbørsrike vinteren i 2020 illustrerer godt den tydelige sammenhengen mellom magasinutfylling og kraftpriser – magasinutfyllingen var gjennomgående høyere enn vanlig gjennom vinteren, og det var forventet at den ville forbli høy på grunn av høye snømengder i fjellet.

Avvikene i figuren over viser således hvordan forholdet mellom produksjon og forbruk påvirker norske kraftpriser. Nøkkelen til å forstå prisvirkningen er overføringsforbindelsene til utlandet. På en slik forbindelse vil strømmen alltid flyte fra det området med lavest pris til det med høyest pris. Når det må produseres mer enn vanlig betyr dette ofte at produksjonen overstiger forbruket, og da må overskuddet eksporteres. Prisen må dermed settes

lavere enn hos det andre landet for å få mer kraft ut. Denne priseffekten forsterkes jo lenger fyllingsgraden ligger over det som er vanlig nivå, da prisen må settes enda lavere for å få enda mer kraft ut.

Vi har nå presentert de to viktigste driverne for kraftprisen i Norge. Kontinentaleuropeiske kraftpriser definerer en langsiktig trendlinje, mens den mer situasjonspregede overskudd- eller underskuddssituasjon bestemmer kortsiktige avvik fra denne trenden. Det er selvfølgelig flere drivkrefter. Under nevner vi de viktigste påvirkningsfaktorene vi har. Listen inneholder både hjemlige drivkrefter og påvirkningsfaktorer fra andre land:

- *Balansen mellom tilbud og etterspørsel.* Overskudd av kraft i Norge trekker i retning av lavere priser, mens underskudd gir høyere priser
- *Tilgjengelighet av produksjonsanlegg.* Dersom store mengder produksjonskapasitet er utilgjengelig, for eksempel på grunn av feil eller vedlikehold, får vi høyere priser.
- *Temperaturvariasjoner.* Lave temperaturer gir høyere etterspørsel og høyere priser alt annet likt. Effekten forsterkes ved lengre kuldeperioder, som gjerne faller sammen med lav vindkraftproduksjon.
- *Tilslig til kraftsystemet.* Høye tilslig gir rikelig tilgang på vann og fører til høyere magasinfylling. Det betyr også lavere alternativverdi ved å spare vann, som igjen gir lavere priser. Motsatt vil lite tilslig (tørrår) bety en høy alternativverdi og høyere priser.
- *Vind og nedbør.* Mye vind og nedbør gir mye uregelmessig kraftproduksjon og lavere priser på kort sikt.
- *Brenselspriser i termiske kraftverk.* Høyere priser på gass og kull gir høyere kraftpriser i landene vi handler med. Det fører igjen til høyere priser i Norge fordi økte kostnader for kraft vi potensielt kan importere hever alternativverdien av vannkraften.
- *CO₂-kvoter.* Kostadene ved CO₂-kvoter påvirker kraftprisen på samme måte som brenselsprisene.
- *Flaskehals i nettet.* Begrensninger i overføringskapasitet internt i Norge og mot andre land bidrar til lavere priser i områder med overskudd og høyere priser i områder med underskudd. Flaskehals i nettet gjør at vi ikke får full prisutjevning med andre land vi handler med. Med dagens nivåer på overføringskapasitet får vi bare unntaksvis like priser som på Kontinentet. Dette vil fortsette selv med utbyggingen av to kabler til henholdsvis Tyskland og Storbritannia.
- *Tilbud og etterspørsel i andre land.* Overskudd i landene vi handler med trekker de lokale prisene ned og kan gi noe lavere priser i Norge gjennom import.

Kraftbalanse; produksjon, forbruk og været

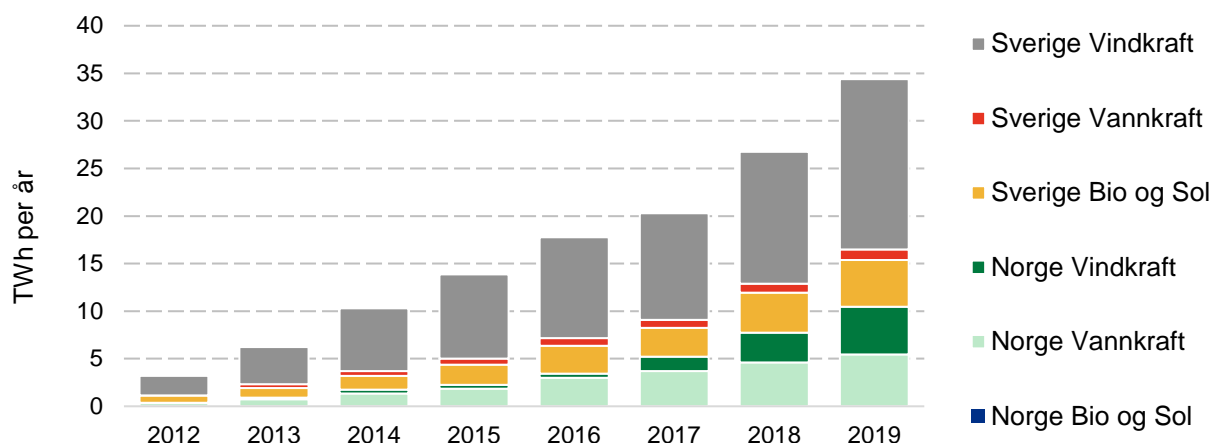
Kraftmarkedet er alltid i balanse i den forstand at produksjon alltid må tilsvare forbruket hensyntatt tap i nettet. I Norge har vi i normalår (gjennomsnitt av historiske nedbørsmengder og temperaturer) et overskudd av kraft, det vil si at det vi produserer av kraft gjennom et helt år er høyere enn forbruket i samme periode. Differansen er lik nettoeksporten. I Norge er det tilgangen på vann og vind som bestemmer hvor mye vi produserer. Foruten magasinbasert vannkraft består norsk kraftproduksjon av elvekraft og vindkraft¹⁷. Disse to har til felles at de produserer når de har tilgjengelig energi, altså når elven renner og vinden blåser.

I sum er altså årlig norsk kraftproduksjon gitt av været: vannkraftproduksjon samsvarer med mengden nedbør og vindkraften av hvor mye det blåser. Et annet særtrekk ved det norske systemet er at ny kapasitet ikke erstatter eldre kapasitet. Dette fordi vannkraft, i motsetning til termiske kraftverk, renoveres når deres tekniske levetid er over. Når det bygges ny kraftproduksjon vil, dersom vi gjennomgående antar normalvær, kraftproduksjonen øke. Vekst i kraftproduksjon betyr derfor, alt annet likt, lavere kraftpriser. Været påvirker også deler av forbruket. Sett bort fra industrien, som bruker omtrent samme mengde strøm gjennom hele året, vil mindre bedrifter, husholdinger og andre bygg bruke mindre strøm jo mildere det er.

Siden 2011 har vi, unntatt 2019 der produksjon og forbruk var tilnærmet lik, produsert mer enn vi har brukt. I flere år har det vært et tidvis svært høyt overskudd og tilsvarende lave priser. De senere års overskuddsproduksjon henger sammen med innføringen av det norsk-svenske systemet for *el-sertifikater* i 2012. Denne støtteordningen for ny fornybar kraft i Norden, med opprinnelig målsetting om 28,4 TWh ny fornybar kraft fra 2012 til 2020¹⁸, har utløst langt mer fornybar kraftproduksjon enn målsetting, noe som for øvrig har gitt et stort overskudd i markedet der el-sertifikater omsettes og følgelig gitt lave el-sertifikatpriser. Så langt har el-sertifikatene bidratt til 35 TWh ny fornybar kraft, der mesteparten er vindkraft i Sverige og vannkraft i Norge.

¹⁷ I tillegg har Norge ett gassfyrt kraft-varmeverk på Melkøya med el-kapasitet på 230 MW.

¹⁸ Sverige har bestemt seg for å videreføre el-sertifikatsystemet med en målsetting om ytterligere 18 TWh innen 2030.

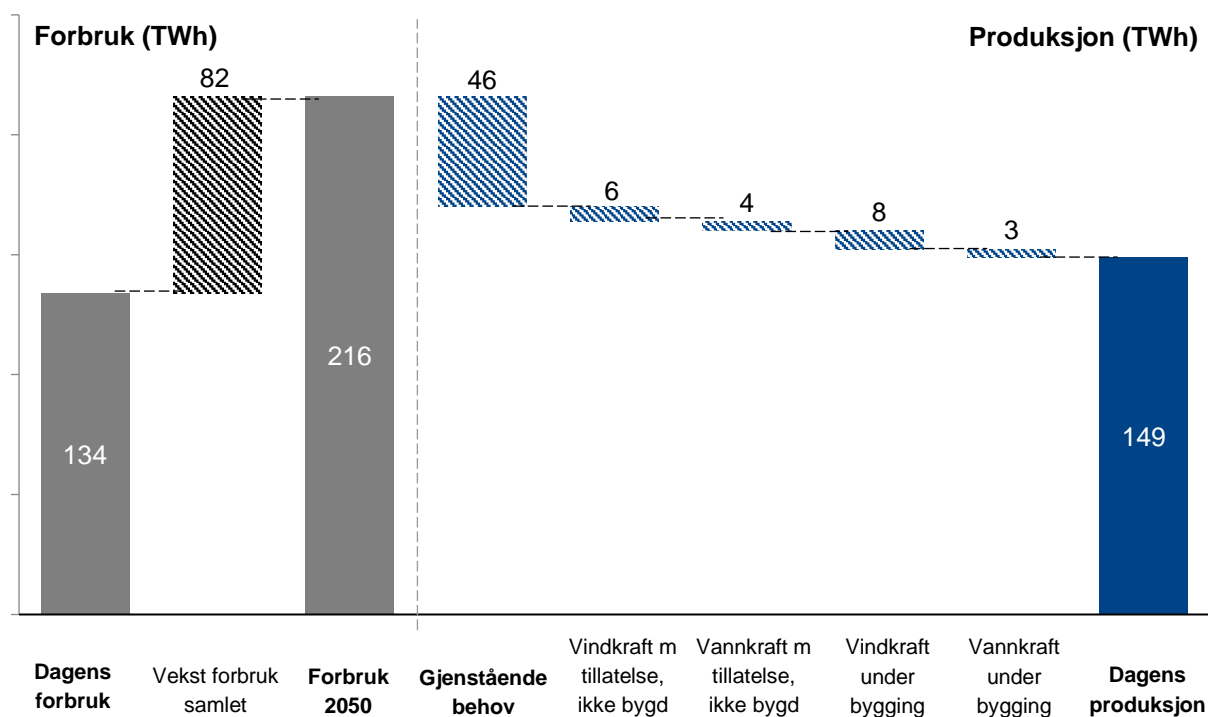
Figur 12: Kumulativ fornybar Norge og Sverige utløst av el-sertifikatssystemet 2012-2019, TWh per år


Kilde: NVE

El-sertifikatordningen er teknologinøytral og har utløst konkurranse både innad i og mellom fornybarteknologier. Den store vinneren er landbasert vindkraft, der stadige forbedringer har ført til en utbyggingskostnad som har rast fra rundt 80 øre/kWh i 2010 til rundt 25 øre/kWh for de beste prosjektene.

Fra og med 2022 vil nye fornybarprosjekter i Norge ikke lenger få tilgang til el-sertifikater. Det er ingen utsikter til at andre subsidieformer vil tilbys til moden fornybar kraft. Begrunnelsen er at Norge med stor sannsynlighet vil ha potensial for ny fornybar kraft som er kommersielt gangbar uten subsidier. Dette betyr at så lenge kraftprisen forventes å være høyere enn grensekostnaden, så blir prosjektet bygd såfremt de har rettskraftig konsesjon og nettilknytning. En subsidieordning for havvind er mulig på sikt.

I Figur 13 under gjengir vi estimater på hvor mye ny kraftproduksjon som trengs for å kunne dekke vårt anslag på forbruksvekst. Produksjonstall er satt opp med dagens midlere årsproduksjon, hvor mye som er under bygging, hvor mye som har konsesjon/søker om konsesjon og hvor mye som eventuelt gjenstår.

Figur 13: Forsyningsutvikling, TWh


Kilde: NVE, Nord Pool

Med normalårsproduksjon på 149 TWh pluss alt som er under bygging og det som har tillatelse får man en norsk kraftforsyning på 170 TWh. Dette er vesentlig høyere enn dagens forbruk, men vil være langt unna å dekke behovet dersom våre forbruksanslag slår til. Forbruksutvikling og forsyningsutvikling vil etter alt å dømme skje trinnvis – når forbruket øker, enten på grunn av lave priser eller på grunn av klimapolitikk, heves prisen, som i sin tur gjør det attraktivt å bygge ny fornybar kraft. Da faller prisen igjen, og ny forbruksvekst blir en realitet.

Hva slags kraftutbygging vi kommer til å få er åpent. Det er usannsynlig at det bare blir én forsyningsteknologi – trolig blir det en kombinasjon av for eksempel vannkraft og vindkraft og noe solkraft, og muligens, dersom markedsforholdene tilsier det, mer av teknologier som i dag er umodne. Havvind er et eksempel på sistnevnte.

Et annet spørsmål er hva slags kraftutbygging vi *bør* ha. Det er vindkraft (landbasert) som har det beste potensialet. Per i dag er det meldt inn og konsesjonssøkt over 40 TWh med vindkraft. Vindkraft i Norge har lavere utbyggingskostnader enn de fleste andre produksjonsteknologier i EU – mesteparten av potensialet over vil kunne realiseres med kraftpriser under 30 øre/kWh. Vindkraft har for øvrig den gevinsten at det blåser mest om vinteren når prisene er høyest, vi får med andre mer effekt når vi trenger den mest. Til slutt har vindkraften en utrolig velegnet støttespiller i magasinbasert vannkraft. Vannkraften gir oss en fleksibilitet og kortsiktig forsyningsevne de fleste andre land ikke har. Vi har dermed et utrolig viktig potensial i Norge: vindkraft som kan fases inn i markedet uten at det må suppleres med dyr balansekraft.

Det er rom for mer vannkraft også. Det er 20 TWh i konsesjonsdatabasen i dag som har søkt om konsesjon eller meldt prosjekt og som ikke er ferdigbehandlet. Vannkraftpotensialet består imidlertid av mange, og tidvis svært små prosjekt, med utfordrende lønnsomhet. Større prosjekter har dessuten en vesentlig ulempe ved å være utsatt for et krevende skatteregime. Dagens høye nivå på grunnrenteskatt, og lave friinnteksterskel, betyr at mange lånefinansierte prosjekt får en svært høy effektiv skattesats, og dermed ikke realiseres selv om de ellers er samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Det har vært en formidabel økning i norsk solkraft de siste 20 årene, fra 20 GWh i 2002 til 60 GWh i 2018. Det er hovedsakelig sluttbrukere av strøm som investerer i solkraft i Norge. Dersom kostnadsreduksjonen for solkraft fortsetter og teknologien stadig blir bedre vil flere ønske å ha egenprodusert solkraft og det blir naturlig å benytte solcelleprodukter når tak eller fasade uansett skal byttes ut. NVE (2019) anslår potensialet for solkraft i Norge til å være rundt 7 TWh i 2040 i sitt basisscenario.

Omfattende subsidier har gitt et stadig voksende marked for havvind, som i likhet med landbasert vindkraft har oppnådd store kostnadsreduksjoner. For Norge er derimot havvind usikker som forsyningskilde¹⁹ av kraft til fastlandet. Norske kraftpriser ligger sjelden lenge over nivået som anses som kommersielt bærekraftig for bunnfast havvind, og selv om innføring av et nytt subsidie-regime for havvind i Norge er mulig, er det foreløpig usikkert når dette vil komme og hvordan det vil se ut.

På den annen side vil en kraftutbygging på størrelsen vi skisserer i figuren over kreve realisering av mange nye prosjekter. Dersom alle nye prosjekt skal bygges på fastlandet vil dette trolig gi opphav til konflikter og føre til kostbare nettoppgraderinger. Hvis kostnadsutviklingen til havvind eller andre umodne teknologier fortsetter å nærme seg norske kraftprisenivå er det absolutt tenkelig å se for seg en utvikling der havvind kan supplere vind- og vannkraftutbygging på fastlandet. Havvindens kostnadsnivå vil falle raskere jo mer omfattende utbyggingen blir. For at dette skal skje vil en subsidieringordning for havvinden med flere års varighet være nødvendig.

Norsk og nordisk overskudd

Det er ikke bare den norske kraftbalansen som er viktig for norske kraftpriser. Den svenske og finske balansen spiller også en viktig rolle. Når overskuddet øker og prisene faller (av samme grunn som i Norge) i et av disse landene, følger gjerne den norske kraftprisen etter. Det nordiske kraftmarkedet kjennetegnes av høy fysisk sammenkobling, en felles markeds plass i Nord Pool og felles regler og retningslinjer. Overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige er på omtrent 5000 MW, mens kapasiteten mellom Sverige og Finland er på rundt 2500 MW. I tillegg finnes det en mindre direkteforbindelse mellom Norge og Finland på 50 MW.

Sverige er et overskuddsområde. Overskuddet varierer, men ligger oftest rundt 25-30 TWh. Overskuddet er de siste år blitt noe redusert av at flere av landets kjernekraftreaktorer stengt, men de nyeste og største kommer til å

¹⁹ Det etableres riktignok et Enova-støttet forsyningsprosjekt til installasjoner i Nordsjøen – Tampen.

holdes i drift og muligens forlenges utover opprinnelig levetid dersom markedsforholdene tilsier det. Det er seks gjenværende reaktorer med en samlet kapasitet på 6700 MW som forventes å holdes i drift til 2040.

Finland er et underskuddsområde. Underskuddet, som de siste ti årene har ligget på rundt 20 TWh, dekkes for det meste av import fra Sverige og Russland. Dette vil endres når Finlands femte kjernekraftverk, OL3 med 1600 MW kapasitet, åpner. Kraftverket skulle etter planen åpne i 2009, men nye sikkerhetskrav og omfattende ombyggingsarbeid har ført til store forsinkelser. Siste estimerte åpningstidspunkt er medio 2022. I tillegg til OL3 har vindkraftutbyggingen i Finland begynt å ta form.

Dersom det svenske overskuddet opprettholdes og Finland snur fra underskudd til overskudd vil behovet for et betydelig overskudd i Norge, hvis formålet er lave kraftpriser, avta. Dette vil imidlertid avhenge av planer om forbruksvekst også i Sverige og Finland.

Brenselspriser og CO₂-priser

Brenselspriser vil forbli viktige for europeiske kraftpriser da kull- og gasskraft ofte vil bli liggende på marginen selv med et høyere innslag av fornybar kraftproduksjon hos våre eksisterende og fremtidige handelspartnere. Kull- og gasskraftverk byr sin kraft til markedet til en pris lik marginale grensekostnader, og disse grensekostnadene bestemmes nesten utelukkende av kostnadene ved å kjøpe brensel (kull eller gass) og utslippskvoter. Som tidligere nevnt har disse grensekostnadene stor betydning for norske kraftpriser.

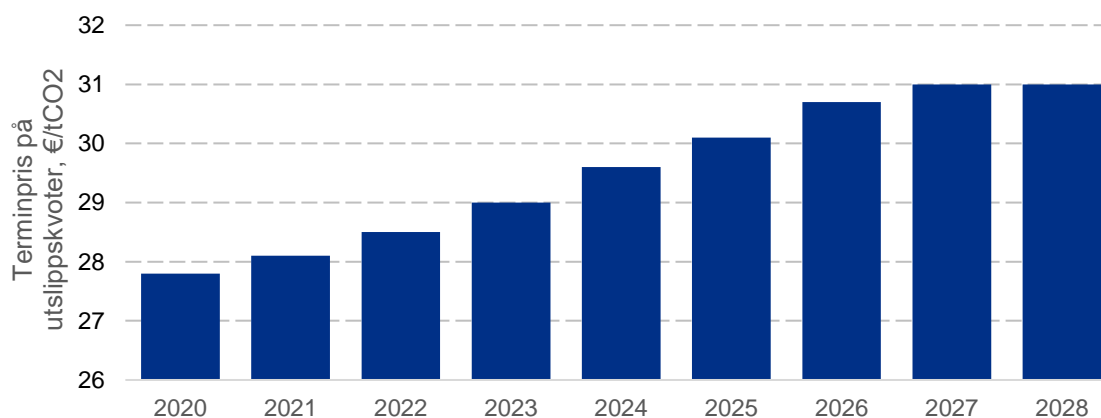
Det er to elementer som avgjør hvilken rolle brensels- og CO₂-priser vil ha for norske kraftpriser fremover. Det ene er naturlig nok nivået på disse prisene. Det andre er omfanget av kull- og gasskraftverk i fremtiden.

Når det gjelder kull er fremtidige priser, ihvertfall på lengre sikt, av relativt liten betydning. Kull er i praksis faset helt ut av britisk kraftproduksjon, og Tyskland har vedtatt at all kull- og lignittkraft skal fases ut innen 2040. De fleste andre europeiske land har lignende planer, slik at påvirkningen fra kontinentaleuropeiske kullkraftverk vil ha vesentlig mindre å si for norske kraftpriser i fremtiden enn de har i dag.

Gasskraft forventes å forbli en del av den kontinentaleuropeiske forsyningsmiksen også på lengre sikt. Gass har en langt lavere CO₂-intensitet enn kull, og er derfor ikke like uforenlig med EUs klimamål som kull er. Gasskraft er videre mer fleksibel og regulerbar enn kullkraft, og egner seg derfor bedre som svingkraftproduksjon i et system som består av mer og mer uregelmessig fornybar kraft. Akkurat hva prisen på naturgass kan forventes er temmelig usikkert, men andre analyser²⁰ forventer ofte en tilnærmet flat pris.

CO₂-prisen vil, så lenge EU ETS består og kull- eller gasskraft er svingproduksjon, definitivt fortsette å spille en viktig rolle for norske kraftpriser. Fremtidsprisen for CO₂-kvoter vil avhenge av hvilke klimapolitiske beslutninger som blir tatt i EU. Det er svært sannsynlig at EU, i lys av langsiktige nullutslippsmålsettinger og overførte forpliktelser fra Paris-avtalen, vil stramme inn utslippsmål for 2030, og det er ventet at mye av denne innstramningen vil skje for kvotepiktig sektor.

Figur 14: Terminpriser på utslippskvoter, €/tCO₂

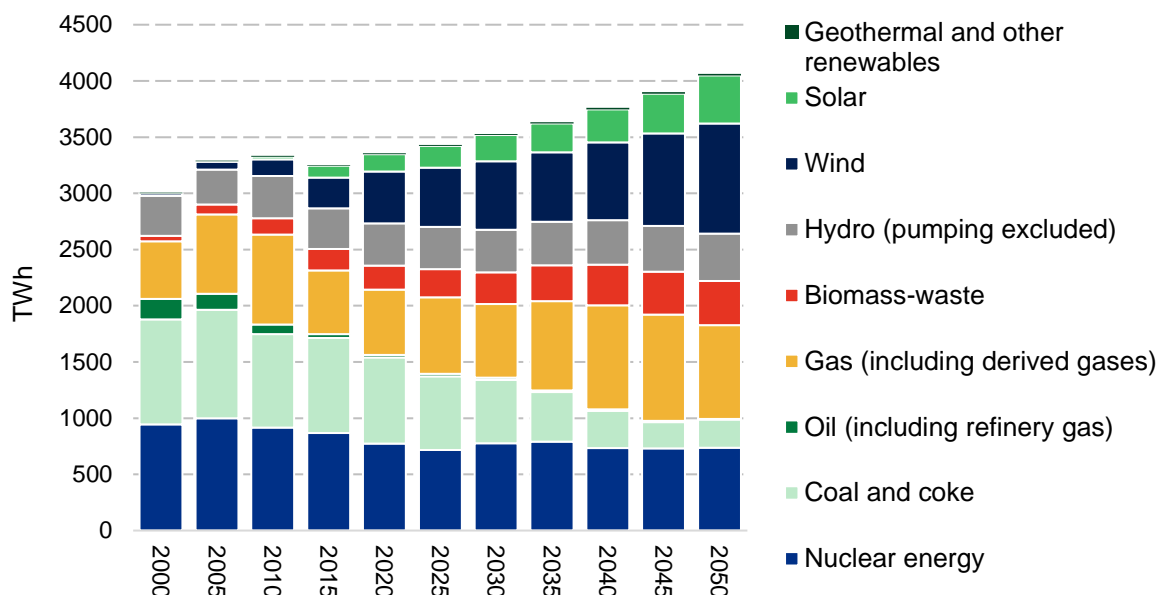


Kilde: Montel 1. juli 2020

²⁰ Se Statnett (2019) eller Pöyry (2019).

CO₂-prisens påslag på norske kraftpriser er simulert og analysert gjentatte ganger. Pöyry (2018) og Oslo Economics (2019) har estimert fremtidig overveltningfaktor til å ligge rundt 0,5-0,6 i snitt for perioden 2020-2030. En fallende overveltningfaktor fra 2020 sammenlignet med årene i forveien er et forventet resultat av en viktig trend. Fremover vil kullkraft gradvis fases ut, og gasskraft bli mer og mer alene som fossil-basert kraftforsyningskilde. I tillegg kommer trolig mye ny kraftproduksjon fra fornybare kilder.

Figur 15: Kraftproduksjon per forsynings teknologi i EU28, 2000-2050



Kilde: EU-Kommisjonen, *Primes EU Reference Scenario 2016*

EU-Kommisjonens prognose er fra 2016. Siden den gang har flere medlemsstater annonsert at de skal fase ut kull og EU-Kommisjonen har selv lansert Green Deal med tilhørende forslag til ny og mer ambisiøs klimapolitikk. Omfanget av kull- og gasskraft i figuren over kan derfor antas å være overvurdert. Like fullt anslo EU i 2016 at kjernekraft og fornybar ville stå for 75% av kraftforsyningen i EU i 2050. Dette utgjør en massiv omstilling for et stort og sammensatt kraftsystem, og selv med noe termisk svingkraft igjen i systemet (biokraft inkludert), så vil dette fremtidsbildet bety veldig ujevne kraftpriser i de fleste europeiske land. Det som uansett er sikkert, er at hvis dette bildet slår til så vil CO₂-priser (og gasspriser) ha relativt lite å si for norske kraftpriser i 2050.

Når Kontinentet etterhvert får en tilnærmet utslippsfri kraftforsyning vil Norge ikke lenger ha dette som et eksklusivt konkurransefortrinn. Likevel vil Norges 100% utslippsfrie kraftsystem gi lavere kraftpriser enn på Kontinentet. Dette er fordi Norge har en svært billig reguleringsevne i form av vannkraft, noe land i Europa ikke har. I tillegg er ikke Europas fornybarressurser jevnt fordelt. Norge har Europas billigste kraftproduksjon i form av landbasert vind.

Kabler og handel med utlandet

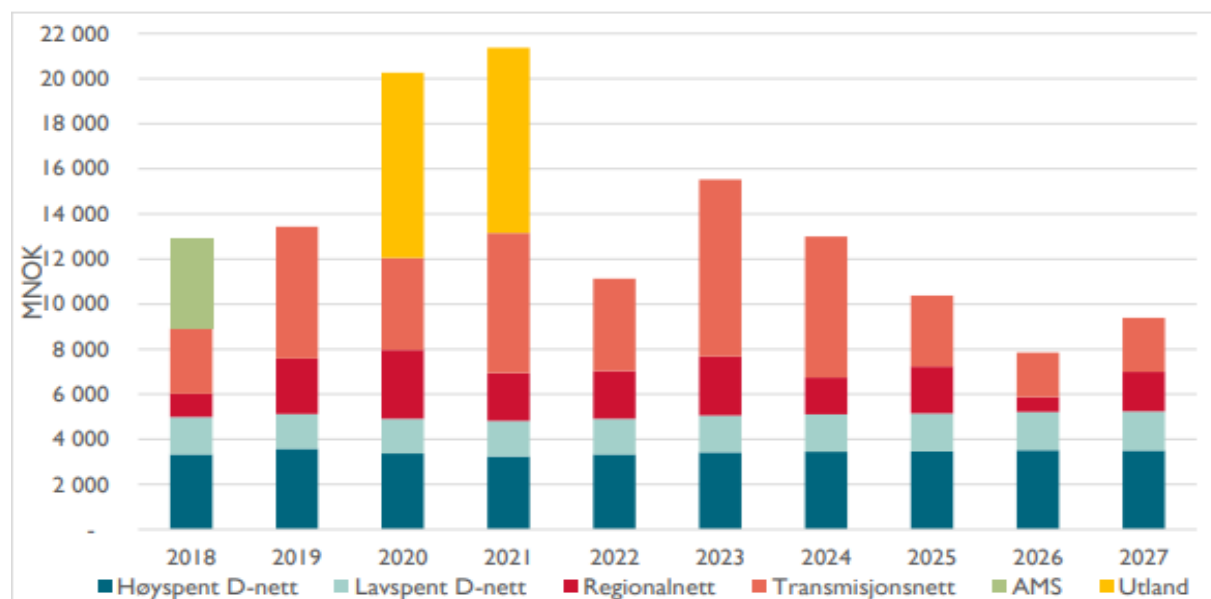
Overføringsforbindelser til utlandet, i form av vekselsstrømsledninger til Sverige og Finland eller likestrømskabler til Danmark og Nederland, påvirker norske kraftpriser ved at forbindelsen jevner ut prisforskjellen mellom landene som er koblet sammen. Denne utjevningseffekten er større jo større prisforskjellene er i utgangspunktet.

I løpet av 2021 vil Nord.Link, en 1400 MW likestrømskabel mellom Norge og Tyskland, settes i drift. Året etter kommer NSL, en like stor kabel mellom Norge og England. Så lenge Norge er et overskuddsområde kommer dette til å heve norske kraftpriser. Hvor mye prisene øker er helt avhengig av hvordan markedet utvikler seg både i Norge og i Tyskland/Storbritannia. Statnett (2017) har anslått den samlede virkningen av disse kablene å gi en prisøkning i snitt på ca 4 øre/kWh. Dersom det norske overskuddet blir høyere og/eller det tyske/britiske markedet blir knappere enn Statnett antar, så vil prisøkningen bli større.

Nettleie

Norsk kraftproduksjon er mer stedbunden enn i de fleste andre land. Vannkraften kan ikke bygges andre steder enn der de egnede innsjøene og elvene befinner seg, mens vindkraften bygges der det blåser mest. Tidligere ble forbruket gjerne plassert i nærheten av produksjonen. Når Norge i stadig større grad elektrifiseres, vil forbruket komme der det er hensiktsmessig og der det er plass, og ikke nødvendigvis i nærheten av produksjonen. Det norske kraftforbruket blir dermed stadig mer «spredt», mens ny produksjon tidvis legges til steder der det ikke finnes nett fra før. Utfallet er at det bygges stadig mer nett i Norge. Figuren under viser årlige forventede investeringer på alle nettnivå fra 2018 til 2027.

Figur 16: Totale investeringskostnader i Norges strømmett per år sortert etter idriftsettelsesår, MNOK



Kilde: NVE (2018)

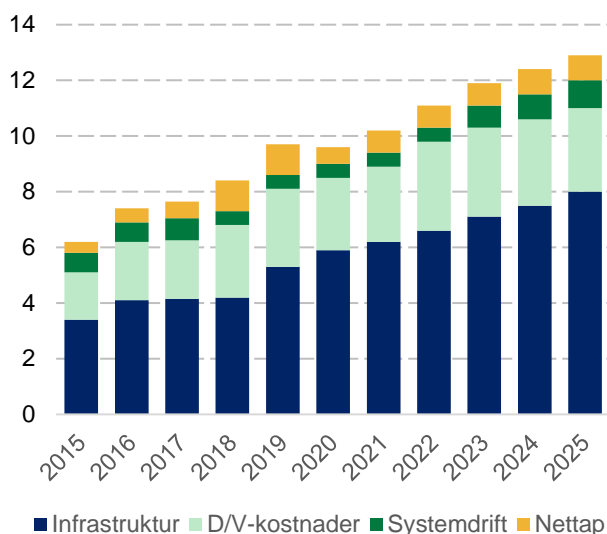
Vi er inne i en periode med formidable nettinvesteringer. NVE (2018) anslår summen av alle nettinvesteringer til 135 milliarder NOK. Dette er over det dobbelte av nettinvesteringer i den foregående tiårsperioden. Statnetts kapitalbase har økt fra omlag 10 milliarder kroner i 1992 til godt over 60 milliarder i 2019. Det er ventet at denne vokser videre til omtrent 90 milliarder kroner i 2023. Kapitalbasen gjenspeiler det svært omfattende investeringsnivået. En høyere kapitalbase faller naturlig nok sammen med høyere kostnader, fortrinnsvis investeringskostnader.

Når Statnetts og andre nettselskaps kostnader øker, enten på grunn av investeringer i nytt nett eller av driftsrelaterte årsaker, må nettselskapenes inntekt øke tilsvarende. Statnett og andre regionalnettsselskaper er regulert av samme nettinntektsmodell, og selskapenes inntekter skal i sum over tid være lik selskapenes kostnader, inkludert en regulert og normbasert avkastning. Den største inntektskilden til nettselskaper er nettleien. Økte nettkostnader betyr derfor økt nettleie for uttakskunder (kraftprodusenter har en fast nettleie i øre/kWh, og deres nettleie påvirkes ikke på samme måte). Foruten nettleie kommer også Statnetts inntekter fra flaskehalsinntekter.

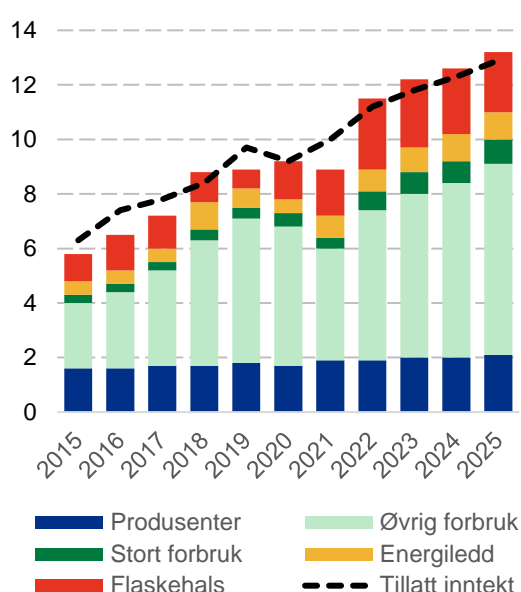
Det er først og fremst nettleie fra forbruk som, trolig sammen med flaskehalsinntekter, vil stå for mesteparten av inndekningen av kostnadsøkningen fremover. Nettleie fra forbruk har forøvrig vært den viktigste inndekningskilden til dekning av økte kostnader fra 2015, se Figur 17.

Figur 17: Tillatt inntekt, tariff- og flaskehalsinntekter 2015-2025
Tillatt inntekt per kostnadselement

Milliarder kroner – nominell


Tariff- og flaskehalsinntekter

Milliarder kroner – nominell



Kilde: Statnett 2020 (tall lest av figur)

Inntektssummen Statnett trenger for å dekke sine kostnader har økt fra litt over 6 milliarder kroner i 2015 til omtrent 9,5 milliarder kroner i 2020. Mesteparten, vist i stolpediagrammet til venstre over, kommer av økt nettutbygging (infrastruktur). I stolpediagrammet til høyre vises fordelingen av Statnetts inntektskilder. Økningen i inntekter fra produsenter kommer fra økning i antall kWh produsert elektrisitet, ikke fordi produsenter får økt nettleie. Inntekter fra energileddstariffen varierer fra år til år. Den store inntektsøkningen kommer fra økt nettleie til forbrukskunder, både stort forbruk (industri) og øvrig (ikke-industrielt) forbruk.

Den inntektsgruppen som får størst prosentvis økning er stort forbruk, altså industrien. Industriens nettkostnader vil vokse fra rundt 250 millioner kroner til 640 millioner kroner i 2020, og vil øke ytterligere frem mot 2025. Kostnadsøkningen er fordelt på relativt få bedrifter, der de største enkeltbedriftene vil få den største økningen. Bakgrunnen for denne økningen er bestemmelser i Statnetts tariffmodell drøftet under.

Statnetts tariffmodell

Tariffmodellen består av flere enkeltledd. Det viktigste enkeltleddet for industrien er den såkalte *SFHB-faktoren*. Denne faktoren er en bedriftsspesifikk justeringsfaktor på fastleddstariffen for uttakskunder med uttak over 15 MW og brukstid over 7000 timer. Størrelsen på faktoren avhenger av hvor mye nytte den enkelte bedrift tilfører nettet. For perioden 2014-2018 var nettnytte definert på følgende måte:

1. Brukstid (stabilitet innenfor året) – opptil 50% reduksjon
2. Timevariasjon (stabilitet innenfor døgnet) – opptil 15% reduksjon
3. Sommerlast – opptil 25% reduksjon

En industribedrift med svært høy brukstid, lav timevariasjon og høy sommerlast kunne her i teorien få en faktor lik $1 - 0,9 = 0,1$, en reduksjon på fastleddtariffen på 90%. Ingen bedrifter har hatt en reduksjonssats på dette nivået.

I juni 2020 vedtok, etter omfattende forsinkelser, Statnetts styre en ny tariffmodell der industriens bidrag til nettnytte ble definert på følgende måte: bidrag til lavere utbyggingskostnader, fleksibilitet og mulighet for utkobling, gunstig forbruksprofil for nettet og forbruksstabilitet. Metoden gir, ifølge Statnetts vurderinger, en flat SFHB-faktor på 50% for alle industribedrifter. Oversettelsen fra definisjon av nettnytte til tallfesting er ikke-sporbar og fremstår vilkårlig. Modellen innføres i 2021 og har foreløpig ingen sluttdato.

Fra og med 2019 har nettleie vært et svært problematisk område for industrien. Kombinasjonen av Statnetts store kostnadsøkninger og en ny vilkårlig definisjon av nettleie, som slår ut i en lavere SFHB-faktor for de fleste bedriftene, øker nettkostnadene med flerfoldig hundre millioner kroner hvert år. Denne kombinasjonen er en stor utfordring. Den lange overgangsperioden med tidvis vilkårlige vurderinger av nettnytte har videre bidratt til regulatorisk usikkerhet for industribedrifter som er avhengig av forutsigbarhet.

Industrien er kritisk til metoden Statnett bruker for å tallfeste nettnytte. Metoden er basert på en stor grad av skjønn og er derfor vilkårlig. Industrien har gitt en rekke innspill til Statnett de siste tre årene om hvordan nettnytte kan konkretiseres. Dette har blant annet omfattet tallfesting av industriens bidrag til lavere systemkostnader og til økte skalafordeler for nettet (Thema, 2020). Norsk Industri har argumentert for at det er gode grunner til at industrien bør ha en differensiert SFHB-faktor og at denne bør ligge mellom 50% og, for de største forbrukerne, 60%. Industrien har også tatt til orde for at nettnytte bør defineres i nettforskriften. Dette er tilfelle i land som Tyskland og Frankrike, som begge har en tydelig definert nettnytte-vurdering og tallfesting i sine tariffmodeller. Begge land opererer med en SFHB-faktor på mellom 80-90% for de forbrukerne som tilfører nettet mest nytte, altså de største uttakskundene som har et jevnt forbruk.

En annen komponent i Statnettstariffmodell er *k-faktoren* – en faktor som tallfester nytten av samlokalisering av produksjon og forbruk. Jo tettere disse to ligger, jo lavere er k-faktoren, og dermed tariffen, i det tilsvarende nettpunktet. Mange industribedrifter ligger nærme produksjonsanlegg, og har derfor en k-faktor lavere enn 1. Statnett bestemte at k-faktoren skulle begrenses nedad til 0,6 i den kommende tariffmodellen etter å ha forsøkt flere ganger, uten hell, å argumentere for at den nedre grensen burde være høyere.

Industrien har argumentert for at gjennomgående tariff – like bedrifter har samme tariff uavhengig av hvilket nettnivå de er tilknyttet – bør innføres i den kommende tariffmodellen. I dag betaler industri tilknyttet distribusjonsnettet en høyere tariff enn bedrifter tilknyttet transmisjonsnettet. Dette til tross for at bedriftene ellers kan være tilnærmet identiske og at hvilket nettnivå man er tilknyttet ofte kan være vilkårlig bestemt. Gjennomgående tariff praktiseres for kraftproduksjon. Lik praksis bør gjelde for stort forbruk.

Fra og med 2019 ble nye regler for anleggsbidrag innført. Aktører som utløser ny nettbygging må nå ta inntil halvparten av utbyggingskostnaden også for bygging av masket nett (tidligere gjaldt anleggsbidrag kun for radialnett). Aktører som kobler seg inn på dette nye nettet senere må betale en andel av anleggsbidraget. Denne omleggingen betyr at nettet i større grad finansieres ved brukerbetaling. Industrien er positiv til denne utviklingen, siden det betyr at industrien bidrar mindre, alt annet likt, til nettutbygging den ikke selv utløser. Industrien har også argumentert for at de store anleggsbidragene den selv bidrar med vil måtte bli en del av SFHB-faktoren.

Hverken industriens innspill om gjennomgående tariff eller innspill om anleggsbidrag er tatt til følge.

CO₂-kompensasjon

Innføringen av handelssystemet for utslippskvoter, EU ETS, har gitt europeisk industri to konkurranseulempesammenlignet med industri i land med langt svakere utslippspolitik:

1. kjøp av utslippskvoter for sin virksomhet (direkte kostnader)
2. økte kraftpriser når produsenter av kull- og gasskraft viderefører sine kvotekostnader (indirekte kostnader)

Helt siden innføringen av EU ETS har EU vedkjent at den gir europeisk industri kostnader de fleste konkurrentene utenfor EU ikke har. I flere reguleringer og instruksjoner, deriblant styringsforordningen²¹, har EU påpekt at konkurransekraften for europeiske aktører skal opprettholdes, synonymt med at faren for karbonlekkasje skal minimeres, når det innføres mer ambisiøse klimamål. For å bøte på direkte kostnader tildeles industrien noen av sine påkrevde utslippskvoter uten kostnad. For indirekte kostnader gis EUs medlemsland mulighet til å innføre CO₂-kompensasjon.

Industrien i Norge består, i større grad enn i resten av EU, av virksomheter med en spesielt høy elektrisitetsintensitet, eksempelvis aluminiums- og ferrolegeringsproduksjon. For norske industribedrifter utgjør de indirekte kostnadene en langt større trussel mot konkurranseevnen enn de direkte kostnadene. Dette gjør CO₂-

²¹ Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council.

kompensasjon uhyre viktig for norsk industris konkurransedyktighet så lenge de fleste konkurrentene befinner seg i land som ikke har tilsvarende indirekte kostnader.

Selve kompensasjonsbeløpet betales over statsbudsjettet for verifiserte indirekte kostnader i foregående år. Årlig kompensasjon beregnes på følgende måte:

$$\text{Årlig kompensasjon} = \text{energiforbruksfaktor} * \text{støtteårets EUA forwardpris} * \text{støtteintensitet} * \text{avkortningsfaktor} * \text{overveltingsfaktor}$$

der;

- *energiforbruksfaktor* er en forhåndsdefinert næringsspesifikk faktor i MWh/tonn multiplisert med tonn produksjon
- *støtteårets EUA forwardpris* er terminprisen for utslippsåret i foregående år (utslippsprisen for 2019, for eksempel, er gjennomsnittet av 2019-terminprisen for hele 2018)
- *støtteintensitet* er en fast prosentsetning som avgjør hvor mye av støttebeløpet som deles ut
- *avkortningsfaktor* er en faktor som kutter støtten for aktører med kraftavtaler inngått før 2005
- *overveltingsfaktor* er den beregnede virkningen CO₂-priser har på kraftpriser

CO₂-kompensasjonsordningen ble innført for EU ETS' tredje handelsperiode mellom 2013-2020. EU har vedtatt å forlenge ordningen til fjerde handelsperiode, 2021-2030, med samme beregningsformel som i dag. EU-kommisjonen publiserte i januar 2020 sitt forslag til hva parameterverdiene skal bli. Det er ventet at disse, og ordningens øvrige regulering, vedtas denne høsten. I det følgende gjengis det EU-kommisjonen har foreslått.

Næringsspesifikk energiforbruksfaktor

Den næringsspesifikke energiforbruksfaktoren for 2013-2020 ble definert av de ulike bedriftenes gjennomsnittlige produksjon og energiforbruk for perioden 2005-2011. For den kommende perioden vil energiforbruksfaktoren bestemmes av henholdsvis produksjon og elektrisitetsforbruk i de to foregående årene før tildeling. Dette gir en langt riktigere energiforbruksfaktor enn tidligere, og er en velkommen justering.

Kvoteprisen, eller EUA-prisen

Kvoteprisen som benyttes er fjorårets terminpris. Det betyr at gjeldende kvotepris som beregner tildeling i 2020 er gjennomsnittet av prisen på 2020-kontrakter for 2019. I Norge konverteres prisen til norske kroner ved bruk av valutakurs for tilsvarende periode i 2019. Denne komponenten forblir uendret i nytt regelverk.

Støtteintensitet

Støtteintensiteten startet på 85% i 2013-2015. Den ble redusert til 80% i 2016-2018 og til 75% i 2019-2020, for deretter å falle med fem prosentpoeng hvert år. EU-kommisjonen har imidlertid foreslått at den blir liggende på 75% frem til 2030. Dette er positivt. CO₂-kompensasjon bør i størst mulig grad være lik faktiske indirekte kostnader. Det betyr at en eventuell reduksjon i kompensasjon bør komme fra endringer i overveltingsfaktoren, og ikke vilkårlige avkortninger i støttebeløp.

Avkortningsfaktor

Medlemsland har anledning til å benytte en avkortningsfaktor for kompensasjonsberettiget industriaktivitet som av en eller annen grunn ikke forventes å ha nevneverdig innslag av indirekte kostnader i sine kraftkostnader. I Norge gjelder denne faktoren for kraftkontrakter inngått før 2005 og egenproduksjon. Den blir mindre relevant i neste fase da en rekke av de gamle kraftkontraktene går ut.

Overveltingsfaktor

I dagens CO₂-kompensasjonsregime defineres overveltingsfaktoren, i tCO₂/MWh, ved et medlemslands eller regions samlede karbonutslipp fra kraftproduksjon delt på samlet produksjonen i MWh fra samme verk. Implisitt antas dermed fossile kraftverk å veksle på å sette kraftprisen hele tiden. Dersom et land får all forsyning fra gasskraftverk, og disse kraftverkene har et utslipp på 0,4 tCO₂/MWh, beregnes det at en økning på kvoteprisen på 1 €/tCO₂ øker kraftprisen med 0,4 €/MWh. Hvis for eksempel kraftprisen er 30 EUR/MWh og kvoteprisen er 10 €/tCO₂ så beregnes indirekte kostnader i dette tilfellet til 4 EUR/MWh, hvilket i sin tur blir grunnlaget for CO₂-kompensasjonsbeløpet. Hadde kraftmiksen bestått av en blanding av gass- og kullkraft ville overveltingsfaktoren, og kompensasjonsbeløpet, vært høyere da kullkraft har en høyere utslippsintensitet enn gasskraft.

For de fleste europeiske land er denne metoden tilnærmet presis – selv med økt innslag av fornybar kraft er det fortsatt kullkraft eller gasskraft som setter kraftprisen. Det er imidlertid ikke slik det fungerer i Norge eller Norden, der fossil kraftproduksjon er svært begrenset. Her bestemmes overveltingsfaktoren av prisvirkningene av krafthandel med Kontinentet, ikke av fysisk fossil-basert kraftproduksjon. Pöyry/Thema analyserte i 2011 overveltingsfaktoren til å være 0,67 – en økning i EUA-prisen på 1 €/tCO₂ gir en kraftprisøkning på 0,67 €/MWh. EU-kommisjonen godkjente den gang at dette skulle være den bestemte overveltingsfaktoren i Norge.

For neste periode ønsker EU-kommisjonen å videreføre gjeldende beregningsmetode, med den vesensforskjell at den norske faktoren også skal baseres på fossil kraftproduksjon i Norge og ikke på nordisk nivå. Grunnet den svært lave andelen fossil kraftproduksjon i Norge, og fordi karbonprispåvirkningen i norsk kraftpris skyldes prispåvirkning fra tilgrensende land, blir denne beregningen svært upresis og vil ikke gjengi den faktiske omveltningfaktoren. Denne bør beregnes ved hjelp av markedsanalyser som viser den reelle påvirkningen CO₂-priser har på kraftprisen²².

En enslig norsk overveltingsfaktor, bestemt av fysisk produksjon fra fossilbasert kraftverk, vil gi både en upresis faktor og vil være et stort usikkerhetsmoment for norske industribedrifter. Norge har i realiteten bare ett fossil-basert kraftverk – gasskraftverket på Melkøya. Hvis dette gasskraftverket erstattes med krafttilførsel fra det øvrige nettet vil den norske faktoren bli null, selv om den reelle overveltingsfaktoren kan være høy. Den reelle overveltingsfaktoren for neste handelsperiode er blitt analysert både av Pöyry (2017) og Sweco (2019). Pöyry finner en overveltingsfaktor på 0,6 i 2020, fallende til 0,43 i 2030 da gasskraft og fornybar erstatter kullkraft. Sweco har samme konklusjon, dog med en overveltingsfaktor på 0,65 i 2021 og 0,49 i 2030.

Ekstratildeling til svært el-intensive virksomheter

EU-Kommisjonen har også foreslått å inkludere en ekstraprovisjon for spesielt el-intensive virksomheter. Denne ekstraprovisjonen er hittil ikke presisert, men EU antyder at den skal være slik at ingen bedrifter skal få indirekte kostnader på mer enn en viss prosentsats av GVA også etter at CO₂-kompensasjon er inkludert. Dette betyr at støtteintensiteten for enkelte el-intensive næringer i noen tilfeller blir høyere enn 75%. Dette vil ikke gå på bekostning av CO₂-kompensasjon til de ikke fullt så el-intensive virksomhetene. For de mest elektrisitetsintensive bedriftene, der indirekte kostnader er svært omfattende, er dette veldig positivt da det bidrar til å bedre CO₂-kompensasjonsordningens treffsikkerhet.

²² EU-Kommisjonen lanserte endelige retningslinjer etter at denne rapporten ble overlevert til redigering. I endelige retningslinjer godtar EU-Kommisjonen bruk av markedsanalyser for land der fysisk overføringsfaktor ikke er hensiktsmessig.

Tilrådinge for hvordan kraftpolitikken og kraftmarkedet bør utformes for å ivareta industriens konkurransedyktighet

Det norske kraftsystemet har vært gjenstand for mange omveltninger. I senere tid trekkes følgende eksempler gjerne frem: innføring av et ikke-regulert kraftregime i 1991, innføringen av EUs kvotehandelssystem i 2005, fjerning av statsregulerte kraftavtaler og byggingen av likestrømskabler til utlandet de siste 20 år. Dette har ikke vært uten konsekvenser for industrien. Et tosfret antall industribedrifter er blitt lagt ned siden midten på 90-tallet, og flere av disse nedleggelsene ble begrunnet med uholdbart høyt kostnadsnivå, særlig på kraft.

Brorparten av den tradisjonelle prosessindustrien er her imidlertid fortsatt. Dens egen tilpasningsdyktighet, demonstrert med forbedret energi- og ressurseffektivisering, lavere utslipp, bedre prosesser og innovativ produktutvikling støttet av godt samarbeid i trepartsmodellen er en viktig forklaring. Men det er ikke bare derfor. En viktig forklaring er at Norge simpelthen er et velegnet land for industri. Kystlinjen gir god tilgang til globale markeder, og landets formidable naturressurser gir tilgang på såvel råvarer som fornybar energi til konkurransedyktige betingelser. Til sist har norsk energipolitikk vært fornuftig og treffsikker. Den har lagt til rette for en forsvarlig utnyttelse av naturressurser, den har utformet forutsigbar og streng klimapolitikk samtidig som risikovirkningene av den er håndtert, og den har for det meste hatt et langsiktig perspektiv.

Vi står nå overfor en ny stor omveltning. Klimapolitiske målsettinger blir skjerpet både i Norge og i EU. For både Norges og Europas del vil elektrisitet spille en langt større rolle enn tidligere. I langsiktig perspektiv kan dette bety at tilgangen til konkurransedyktig og fornybar kraft, som den norske industrien er avhengig av, blir langt knappere enn i dag. Denne samfunnsutviklingen begynner å ta form mens de globale industrimarkedene preges av stadig større usikkerhet, både på kort sikt av Covid-19 og på lengre sikt som følge av mer proteksjonisme og markedsutestengelse. Konkurranseevnen til den norske industrien vil utfordres.

Likevel kan industrien i Norge bestå, vokse og bli utslippsfri. Den er fortsatt innovativ og tilpasningsdyktig, og Norge er fortsatt et land med rikelige naturressurser. Det som trengs er en energi- og klimapolitikk som fortsetter å være fornuftig, fremtidsrettet og forutsigbar. I dette kapitlet gir vi seks råd til hvordan først og fremst energipolitikken kan innrettes på en måte som vil gjøre den norske industrien i stand til å vokse.

Et fortsatt kraftoverskudd i Norge er avgjørende for å beholde konkurransedyktige kraftpriser; produksjon fra vannkraft og vindkraft må gis mulighet til å vokse hvis kommersielle forhold og miljøhensyn tillater det

Et kraftforbruk som vokser i stort omfang, utløst av klimahensyn og aktivitetsvekst, betyr at produksjonen ikke lenger vil overstige forbruket. Da må norske kraftpriser bli høyere enn i våre naboland for å gi den importen som trengs for å dekke forskjellen. Økt kraftforbruk er uunngåelig, og til dels et utfall av ønsket politikk, og er noe industrien må forholde seg til. Industrien vil finne det tyngre å tilpasse seg til en situasjon der Norge er et underskuddsområde, med et kraftprisnivå som er høyere enn våre europeiske naboland. I en slik situasjon mister industrien i Norge sitt viktigste fortrinn – relativt lave kraftkostnader.

Forbruksøkning trenger likevel ikke å være et problem for industrien. Det norske (og nordiske) kraftsystemets fundamentale virkemåte kommer til å bestå, noe som betyr at så lenge vi har et kraftoverskudd så kommer norske kraftpriser til å forbli lavere enn hos våre handelspartnere. Og jo større overskudd, jo mer konkurransedyktige kraftkostnader. Det betyr at veksten i kraftforsyning må holde tritt med forbruksveksten. Dette er fullt mulig. Norske naturressurser har gitt oss tilgang til vannkraften, Europas beste fornybarproduksjon, og gir oss tilgang til (landbasert) vindkraft, Europas billigste fornybarproduksjon.

Vannkraften er den sentrale ingrediensen i den norske industriens konkurransedyktighet, tilstedeværelse og vekstmulighet. Et vannkraftsystem med høy produksjonsevne mesteparten av året, og ditto høy lagringskapasitet og svært god fleksibilitet, gjør at norske kraftpriser, så lenge det er tilstrekkelig med vann, er lavere enn ellers i Europa, og har lav variasjon gjennom døgnet og innad i årsperioder. Få andre fornybare former for kraftproduksjon har de egenskapene den norske vannkraften har.

Vannkraftens viktigste begrensning er dens eget vekstpotensial. Det teoretiske potensialet for mer vannkraft er stort, men på grunn av verneplaner og politiske vedtak er det neppe sannsynlig at flere større vassdrag blir bygget ut. NVE anslår et mulig vekstpotensial på omtrent 12 TWh i 2040 sammenlignet med i dag, fordelt på 2,5 TWh med ny småkraft, 1 TWh med ny stor vannkraft/vilkårsrevisjoner, 5 TWh opprustning og utvidelse av

eksisterende verk og 4 TWh fra klimaendringer. Dette er langt unna å tilsvare selv svært forsiktede prognoser for forbruksvekst. Riktignok kan potensialet være noe større. En rekke aktører, deriblant Norsk Industri og Energi Norge, har argumentert for at skattemodellen for vannkraft bør innrettes på en annen måte enn i dag. En høy grunnrenteskatt og lav friinntektsrente gjør at flere vannkraftselskap får skatt selv om de går med underskudd, og mange enkeltprosjekter har en effektiv skattesats på opp mot 100%. En heving av friinntektsrenten lik langsiktige statskasseveksler, tilnærmet lik 3%, vil føre til at flere prosjekt med samfunnsøkonomisk (ikke bedriftsøkonomisk) lønnsomhet blir realisert. Pöyry (2016) har anslått at en slik justering kan gi opptil 2 TWh mer vannkraftproduksjon enn det som ellers ville blitt bygget ut.

Selv om vannkraftens betydning ikke skal underslås, er det landbasert vindkraft som er nøkkeldriveren for industriens konkurranseevne. Norsk vindkraft økte fra litt over 1 TWh i 2010 til 10 TWh i 2019, og ferdigstillingen av prosjekt under utbygging vil øke produksjonen til 18 TWh i 2021. Prosjekt som ferdigstilles etter 2021 vil ikke lenger få el-sertifikater og er derfor tvunget til å overleve på rent kommersielle vilkår. Like fullt er vindkraft i Norge blitt så kostnadseffektivt at prosjekt kan realiseres til kraftpriser under 30 øre/kWh. Potensialet er også formidabelt, det er mange steder i Norge med svært gode vindressurser.

Norsk vindkraft er en av Europas billigste forsyningskilder. I tillegg har Norge en vesentlig fordel med vannkraften, som kan regulere den variable vindkraftproduksjonen til en lav kostnad. Kombinasjonen av vannkraft og landbasert vindkraft vil gi Norge langt lavere kraftkostnader enn resten av Europa selv etter at Europa har fått kraftsystem med økt fornybarandel.

I Meld. St. 25 (2015-2016), «Kraft til endring», heter det at «Regjeringen vil legge til rette for en langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft i Norge». Denne meldingen, kombinert med utbygging av enkeltprosjekter, utløste en merkbar motstand mot vindkraft i samfunnet. Meldingen ble derfor satt til side, og Regjeringen lanserte en ny stortingsmelding, Meld. St. 28 (2019-2020), «Vindkraft på land», juni 2020. I denne meldingen tar Regjeringen til orde for endringer i konsesjonsbehandlingen for vindkraft. Kombinert med motstanden mot vindkraft skaper dette usikkerhet om hvor mye landbasert vindkraft som vil bygges ut fremover i tid.

Vindkraftmotstanden er til dels lett å forstå da vindkraftutbygging er et synlig naturinngrep. En god forvaltningspraksis tilsier at hensynet til natur må vektles riktig mot hensyn til klimaløsninger for industrien og samfunnet. Vindkraftutbygging bør tillates der naturinngrepets omfang er minst, der det er tilstrekkelig med nett og der vindforholdene er best. Trolig er det ingen fullstendige konfliktfrie områder for vindkraft, men det bør like fullt gjøres en helhetlig innsats for å identifisere disse stedene. Det vil trolig også være en fordel med større lokal forankring – berørte områder må ta del i konsesjonsprosessen, og skatteinntekter fra vindkraft bør i større grad enn i dag vris over til å gagne vertskommunene. Det viktigste på kort sikt er å signalisere, både til vindkraftbransjen og industrien, at vindkraften vil gis anledning til å vokse videre, slik at utbyggingsaktører ikke flytter til andre land og at industrien får en visshet om det fortsatt skal bygges fornybar kraft.

Dersom våre prognoser slår til trengs 56 TWh bare for å opprettholde en norsk kraftbalanse i 2050. Det er ikke sannsynlig at landbasert vindkraft og vannkraft alene vil bygges ut i så stor skala. Derfor trengs det ytterligere tiltak og forsyningskilder. Eksempler på viktige supplement til vind- og vannkraft er:

- *Solkraft*; for å utløse mye solkraftutbygging i Norge vil det viktigste tiltaket være fortsatt insentivering, enten gjennom byggestandarder eller tekniske krav, for solkraft på bygg.
- *Energieffektivisering*; det forventes at Norge implementerer EUs energieffektiviseringsdirektiv (EC 2018/2002) med egne målsettinger. Målsettinger må være ambisiøse for sektorer der særlig elektrisitetseffektivisering er mulig, da energieffektivisering generelt primært vil heve elektrisitetsforbruket (eksempelvis overgang fra forbrenningsmotorer på kjøretøy til el-kjøretøy)
- *Havvind*; Norge har et godt potensial til å bli en verdensledende utvikler av flytende havvind. Det er hensiktsmessig at det legges til rette for økt industriell virksomhet for norske havvind-aktører, enten her hjemme eller i utlandet. Kostnader for flytende havvind ligger fortsatt vesentlig høyere enn for landbasert vind. Dersom havvind skal bli en forsyningskilde til det norske kraftmarkedet vil subsidiering bli nødvendig. Denne subsidieringen bør ikke pålegges industrien.

<p>Et tett samarbeid i Norden må opprettholdes for å holde både kraftpriser og andre systemkostnader på lavest mulig nivå</p>
--

I likhet med Norge er Sverige et overskuddsområde for strøm. Siden Norge og Sverige i praksis utgjør et felles kraftmarked, har det svenske overskuddet tidvis vært viktig for å holde norske kraftpriser nede selv når Norge har

vært et underskuddsområde. Riktignok er mesteparten av svensk kraftforsyning også fornybar-basert, og de perioder der Norge er et underskuddsområde vil Sverige også ofte være det. Det som skiller Norge og Sverige på dette området er den svenske kjernekraften. Sverige har vedtatt å opprettholde produksjonen ved sine nyeste kjernekraftanlegg, dersom dette er økonomisk og teknisk hensiktsmessig, frem til 2040.

Norge kan ikke styre svensk elektrisitetsspolitikk, men det finnes en rekke samarbeidsfora mellom nordiske elektrisitetssmarkedsaktører der fellesinteresser avklares og blir lagt til rette for. Det er tvingende avgjørende at Norge opprettholder sin tilstedeværelse på disse. Sverige og Finland har i likhet med Norge mye prosessindustri, og det vil også være i disse landenes interesse å opprettholde et marked med lave kraftpriser.

Samarbeid er også viktig når det gjelder nett og systemdrift. Norge bruker det svenske nettet svært aktivt for å kunne flytte strøm fra et område i Norge til et annet. Tilgang til det svenske nettet gir mer forsyningssikkerhet i Norge og demper systemdriftskostnadene vi ville hatt dersom nettsamarbeidet hadde vært mindre sømløst. Det tette samarbeidet på nettdrift, fasilitert gjennom Nordic Balancing Model-initiativet, må opprettholdes og forsterkes. Spesielt viktig blir en felles nordisk løsning for balansekraft.

Gevinsten av handelsforbindelser til utlandet må veies nøye opp mot andre konsekvenser for kraftforbrukere og systemet for øvrig

Forbindelser til utlandet er en helt nødvendig komponent i et system som er så værvhengig som det norske. Det felles-nordiske nettet sørger for tilnærmet konstant forsyningssikkerhet og at de supplerende egenskapene mellom landene – det vannkraftdominerte Norge og Sverige, det vindkraftdominerte Danmark og termisk-dominerte Finland – utnyttes på en god måte. Likestrømsforbindelsene til Nederland og etterhvert Tyskland og Storbritannia vil gi en enda bredere tilgang på kraft og, dersom flaskehalsinntektene blir høye, bidra til å redusere nettleien for industrien.

Imidlertid vil likestrømsforbindelsene til Kontinentet også ha negative konsekvenser for industrien. Så lenge vi er et overskuddsland, og kraftprisene på Kontinentet er høyere enn i Norge, vil utenlandskablene heve norske kraftpriser. Akkurat hvor mye varierer med forholdene, prisvirkningen er større jo større prisforskjellen er. I tillegg vil kostnadene ved utbygging av selve kablet, samt tilrettelegging for handel i det interne norske nettet, presse opp nettleien. Samlet sett vil mest sannsynlig industrien, og forbruk, tape på utbygging av flere utenlandskabler.

De to nye kablene som kommer til henholdsvis Tyskland og Storbritannia i 2020/2021 vil ha en samlet utvekslingskapasitet på 2800 MW. Dette vil være mer enn nok kapasitet til å fjerne muligheten for de svært lave spotprisene vi har hatt på våren/sommeren 2020. Følgelig vil disse kablene gi langt færre perioder med innlåst kraft til lave priser, og vesentlig større sikkerhet for kraftprodusentene til å investere i ny kapasitet i Norge.

Ytterligere forbindelser, som for eksempel NorthConnect, vil ha lignende virkninger for kraftprodusenter og trolig ha en netto samfunnsøkonomisk nytteverdi. Industrien mener like fullt man må være bevisst på de komparative fortrinnene lave kraftpriser gir. Utfallet må bli en avveining for myndigheter når de skal vedta eller avslå nye utenlandskabler. Vi mener spesielt at Statnetts vurdering om å høste erfaring bør være et rådende prinsipp.

Industriens nettariffer må bli forutsigbare, rettferdige og være utformet av den reelle nettnytten industrien bidrar med

Økt elektrifisering, mer fornybar kraftproduksjon og økt handel med utlandet vil nødvendigvis gi behov for mer nett, og det er ingen overraskelse at nettariffen har økt betydelig og vil fortsette å gjøre det fremover. Like fullt er dette ikke uproblematisk for industrien. Industrien i Norge er, gjennom tariffregimet, krevd å bidra med stadig høyere andel til spleiselaget på nett, for det meste til prosjekter som industrien ikke har utløst. Når Statnett i tillegg innfører tariffmodeller med det som fremstår som en omdefinering av nettnytte det er krevende å forstå, blir nettariffer en høy og uforutsigbar kostnad som vil dempe industriens investeringsvilje.

Statnett har foretatt kolossale nettinvesteringer i de siste ti årene. Selskapets kostnader har økt voldsomt, mer enn økningen i anleggsmasse skulle tilsi (NVE, 2019). Ifølge NVE indikerer dette at Statnett har en svakere insentivstruktur for å bli mer kostnadseffektiv. Andre nettselskap i Norge får redusert norminntekten sin ved manglende effektivitet. En lignende mekanisme finnes ikke for Statnett. Det bør innføres.

Av størst betydning for industrien er like fullt omleggingen av Statnetts tariffmodell, der nettnytte nå vurderes helt annerledes enn det gjorde tidligere. Statnett har forklart og begrunnet nettnytten for 2014-2018 på en god måte,

og det er utydelig hva som ligger bak begrunnelsen for at den nå endres. Det er videre lite sporbarhet i tallfestingen av særlig SFHB-faktoren i Statnetts nye modellforslag.

For industriens del er det avgjørende at nettnytte er et omforent begrep det er mulig å tallfeste på en oversiktlig, objektiv og ikke-vilkårlig måte. Det idelle er at måten industrien nettnytte skal defineres og beregnes på er forskriftsfestet. En slik forskriftsfesting må videreføre dagens krav om at eventuell nettleiedifferensiering skal være objektiv og ikke-diskriminerende, samtidig som den tydeliggjør hvilket nivå på differensiering som tillates og hvordan dette skal beregnes. En nettleie for industrien skal være så kostnadsreflektiv som mulig, noe som i praksis betyr at industriens nettleie skal sørge for at den vektet tydelig mot den nettnytten industrien faktisk gir og de kostnader industrien faktisk påfører nettet. Herunder bør betaling av anleggsbidrag inkluderes. Industribedrifter som betaler anleggsbidrag til nett som kommer andre til gode skal få tilsvarende reduksjon i sin nettleie.

Industriens nettleie bør også være gjennomgående, altså at to like industribedrifter tilknyttet henholdsvis transmisjonsnettet og distribusjonsnettet skal betale det samme.

CO₂-kompensasjonsordningen må innrettes på en måte som gjør at den norske industriens reelle indirekte kostnader, og karbonlekkasjerisiko, blir riktig kompensert

EUs system for utstedelse og handel med utslippskvoter, EU ETS, er et viktig virkemiddel for å redusere klimagassutslipp, men den gir europeiske industribedrifter en betydelig konkurranseulempe sammenlignet med konkurrenter i land utenfor EU. For norsk industris del er det derfor helt avgjørende at EUs tillatte virkemiddel for å dempe faren for karbonlekkasje også anvendes i Norge. Det gjelder gratistildeling av kvoter og CO₂-kompensasjon. Særlig sistnevnte er viktig for industri i Norge, som er relativt sett svært el-intensiv.

Det er betryggende at EU anerkjenner viktigheten av hensiktsmessig CO₂-kompensasjon, og er villig til å videreføre ordningen for neste tiårs-periode med flere forbedringer sammenlignet med ordningen frem til og med 2020. EUs forslag gir norske myndigheter et stort handlingsrom for implementering av ordningen nasjonalt, og dette er et handlingsrom som bør benyttes fullt ut. Et slikt handlingsrom er innføringen av en ekstraprovisjon for spesielt el-intensive virksomheter – dette er en mulighet norske myndigheter bør innføre.

Den nye foreslåtte ordningens eneste svakhet er, for Norges del, en metode for fastsettelse av overføringsfaktor som ikke rimer godt med hvordan det norske systemet fungerer. Norske myndigheter må fortsette å ta til orde for at overveltingsfaktoren bør være riktig definert og ligge på et nivå som gjenspeiler den faktiske overveltingsfaktoren. Det bør også jobbes for at Norge skal være en del av den nordiske regionen, og dermed få en felles overveltingsfaktor med Sverige og Finland.

Ordningen med opprinnelsesgarantier må unngå å skape uberettiget tvil om at norsk kraftforbruk er utslippsfritt

I de aller fleste år vil Norge være en nettoeksportør, slik at kraften som flyter i det norske nettet er så godt som utelukkende produsert med utslippsfrie kilder. I en verden der industriprodukters påvisbare karbonavtrykk, også fra kraftforsyning, blir stadig viktigere er dette en stor fordel for norske bedrifter.

Opprinnelsesgarantiordningens største ulempe er at den skaper uberettiget tvil om at norsk kraftforbruk er fornybart og utslippsfritt. Siden de fleste norske opprinnelsesgarantier eksporteres uten noen som helst kobling til fysisk kraftoverføring blir den norske varedeklarasjonen for strøm dominert av fossil kraft, og norsk kraftforbruk får et feilaktig høyt karbonavtrykk. I tillegg tilrettelegger ordningen for «grønnvasking» av kraftforbruk i områder med fossil kraftproduksjon. Det svekker norske industribedrifters fortrinn som produsenter av lavkarbon-produkter.

Norske industribedrifter har tilstrekkelig dokumentasjon og argumenter (uten å måtte kjøpe opprinnelsesgarantier) til å bevise at deres kraftforbruk er basert på fornybare og utslippsfrie kilder. Utfordringen ligger i at kjøp av opprinnelsesgarantier sidestilles med reelt fysisk utslippsfritt forbruk, og industriens dokumentasjon av fornybart kraftforbruk urettmessig trekkes i tvil. Dette er en utfordring som kan løses på flere måter. Industrien anbefaler i første omgang at NVEs Klimadeklarasjon formaliseres og gis status som verifisert dokumentasjon på utslippsnivået for norsk kraftomsetning. I tillegg bør norske myndigheter oppfordre EU til å endre ordningen slik at den ikke kan så tvil om at forbruk av norsk kraft er utslippsfritt.

Bidragsytere

Oppdragsleder for ekspertgruppearbeidet har vært **Ole Løfsnæs** - Alcoa.

Deltakere i ekspertgruppen har vært:

Alexander Strøm Arnesen - Elkem,

Knut-Harald Bakke – Borregaard,

Lasse Torgersen – Hydro,

Rolf Jarle Aaberg - Treklyngen

Geir Henning Wintervoll - Finnfjord.

Referanser

- DNV GL, 2018, Kartlegging av muligheter for reduksjon av ikke-kvotepliktig utslipp gjennom elektrifisering i utvalgte sektorer. Hentet fra https://www.energinorge.no/contentassets/b3ab9d6e117e497ab414e11debf7f382/endeligrapport---ikke-kvotepliktige-utslipp-i-utvalgte-sektorer-rev-0.1.._.pdf
- EU Reference Scenario, 2016, https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en
- EU Parliament, 2018, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council, of 11 December 2018, Official Journal of the European Union L328/1.
- Konkraft, 2020, Framtidens Energiering på Norsk Sokkel, Konkraftrapport 2020-1.
- Meld. St. 25 (2015-2016), Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030. Stortingsmelding fra Olje- og Energidepartementet.
- Meld. St. 27 (2016-2017), Industrien – grønnere, smartere og mer nyskapende. Stortingsmelding fra Nærings- og Fiskeridepartementet.
- Miljødirektoratet, 2020, Klimakur 2030: tiltak og virkemidler mot 2030. M-1625, 2020.
- Norsk Industri, 2016, Veikart for Prosessindustrien – økt verdiskaping med nullutslipp i 2050, s.l.: s.n.
- NVE, 2016, Hvordan vil en omfattende elektrifisering av transportsektoren påvirke kraftsystemet? , s.l.: s.n.
- NVE, 2018, Strømforbruk i Norge mot 2035, NVE Rapport nr. 43/2018.
- NVE, 2018, Status og prognoser for kraftsystemet 2018, NVE Rapport nr. 103/2018.
- NVE, 2019-2, Hydrogen i det moderne energisystemet, NVE Rapport nr. 12/2019.
- NVE, 2019, Energibruk fra datasentre i Norge, NVE Rapport nr. 13/2019.
- NVE, 2019, Internasjonal studie av Statnett sin kostnadseffektivitet, NVE Rapport nr. 62/2019.
- NVE, 2020, Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge, NVE Rapport nr. 18/2020.
- Oljedirektoratet, 2020, Kraft fra land til norsk sokkel, Rapport 2020.
- Oslo Economics, 2020. Kraftforbruk i et utslippsfritt Norge, OE-rapport 2020-40.
- Oslo Economics & Sweco, 2020, Study of the carbon price transfer factor in Norwegian electricity prices, OE-rapport 2020-02-17.
- Pöyry, 2016, Langsiktige konsekvenser av dagens vannkraftbeskatning, R-2016-012.
- Pöyry, 2017, Vindkraftens rolle i et utslippsfritt samfunn, s.l.: s.n.
- Pöyry, 2018, Carbon transfer factor in the Nordic power market, August 2018.
- Pöyry & Thema, 2011, Carbon Price Transfer in Norway, March 2011.
- Pöyry, 2019, Prosess21 – Power Market Scenarios, Pöyry Note October 2019.
- Prosess21, 2020, Vertskapsattraktivitet; Prosess21 Ekspertgrupperapport, s.l.: s.n.
- Statnett, 2019, Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm, s.l.: s.n.
- Thema Consulting Group, 2020, Skalafordeler i transmisjonsnett og tariffkonsekvenser, memo.
- World Resources Institute, 2015, GHG Protocol Scope 2 Guidance, ISBN: 978-1-56973-850-4.

VEDLEGG A: Ordningen med opprinnelsesgarantier

Ordningen med opprinnelsesgarantier for strøm er hjemlet i EUs fornybardirektiv (2018/2001/EU). Direktivet pålegger alle medlemsland å utstede opprinnelsesgarantier per MWh som produseres fra fornybare kraftverk som ønsker garantier. Direktivet presiserer at opprinnelsesgarantier er ment som dokumentasjon på *produsert* elektrisitet, og legger diverse føringer på hvilken informasjon en garanti skal inneholde (deriblant type kraftproduksjon, produksjonsdato, opphav osv). I Norge omtales opprinnelsesdeklarasjoner som varedeklarasjon og er regulert i paragraf 7-5 i NVEs forskrifter om måling og avregning mv.

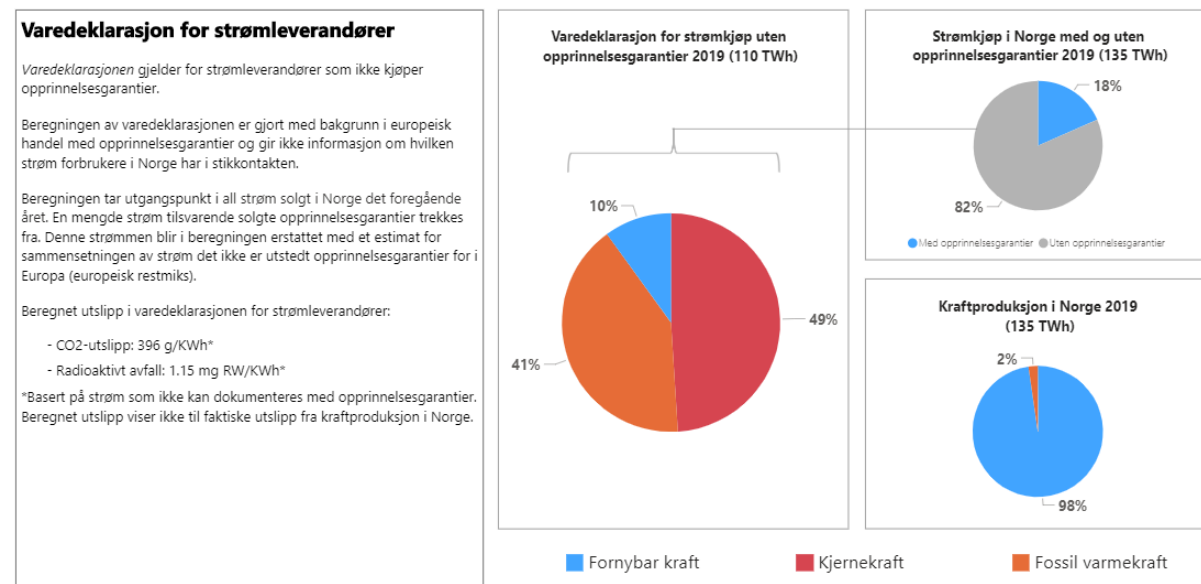
I Norge kan alle kraftprodusenter få utstedt opprinnelsesgarantier tilsvarende sin kraftproduksjon. Statnett er registeransvarlig i Norge og har ansvaret for å drifte og vedlikeholde sertifikatregisteret hvor transaksjoner og overføringer av opprinnelsesgarantier registreres.

For å fremme handel av opprinnelsesgarantier på tvers av landegrenser er det utviklet felles standarder for opprinnelsesgarantier og omsetningen av dem, samt en «hub» for salg og sletting av opprinnelsesgarantier på tvers av landegrenser i EU/EØS. Denne utviklingen er drevet av foreningen for europeiske registeransvarlige, AIB, som Statnett er medlem av. AIB har utarbeidet en felles standard for opprinnelsesgarantier, EECS (European Energy Certificate System), og i 2011 startet AIB implementering av en hub som muliggjør transaksjoner av opprinnelsesgarantier som er godkjent i henhold til EECS-standarden mellom samtlige sertifikatregistre tilknyttet AIB-Huben. Ved å være medlem i AIB sikrer Statnett norske aktører full markedsadgang til det europeiske markedet for opprinnelsesgarantier. Det medfører at Statnetts omsetningspraksis må være i tråd med AIBs regelverk.

Industriens synspunkt på ordningen

Opprinnelsesgarantiordningen er omstridt. Ved å følge AIBs regler må NVE årlig oppgi en varedeklarasjon på kraft som er basert på handel med opprinnelsesgarantier. Utfallet vises i figuren under.

Figur 18: NVEs varedeklarasjon for strøm, 2019



Kilde: NVE

Ordningen påfører industrien i Norge en potensiell stor markedsmessig risiko. Norske industribedrifter benytter utelukkende fornybar kraft til fremstilling av sine produkter. Opprinnelsesgarantiordningen trekker dette i tvil på feil grunnlag. Basert på varedeklarasjonen over fremstår kraftforbruket i Norge som basert på fossil varmekraft og kjernekraft. Norske kraftforbrukere står fritt til å dokumentere sitt kraftforbruk basert på kraftproduksjonen i Norge (kakediagrammet nederst til høyre i figuren over), men dersom man får en utvikling der kun opprinnelsesgarantier kan brukes som dokumentasjon på fornybart kraftforbruk kan ikke lenger industrien i Norge dokumentere et 100%

fornybar-basert kraftforbruk. Industrien må da enten kjøpe opprinnelsesgarantier og akseptere en forverring i konkurransekraften, eller den må akseptere å bruke et feil klimaavtrykk til sine kunder.

Det er ikke aktuelt for de fleste industribedriftene å kjøpe garantier, av tre hovedgrunner. For det første ser industribedriftene ingen grunn til å kjøpe noe som «beviser» noe som er fysisk uomtvistelig. For det andre er dette kostbart for en industri som konkurrerer på stramme marginer i et internasjonalt marked der mange konkurrenter ikke trenger opprinnelsesgarantier. Og tilgjengeligheten av garantiene kan ikke tas for gitt – det finnes mange europeiske strømkunder som evner å betale mer for norske opprinnelsesgarantier enn norske industribedrifter. For det tredje ser industrien ingen grunn til å legitimere en ordning som svekker det komparative fortrinnet det norske kraftsystemet gir. Dersom enkeltbedrifter like fullt vurderer opprinnelsesgarantiekjøp, vil dette være paradoksal for bedrifter som satser på reell utslippsbesparende teknologi. Krav om kjøp av opprinnelsesgarantier sidestiller i praksis reelle klimatiltak (for eksempel CCS, bruk av hydrogen, bruk av biokarbon mm) med finansielle grønnvaskingsprodukter. Opprinnelsesgarantier vil dermed både gi et feilaktig og misvisende bilde på hvor rent norsk kraftforbruk er, og i tillegg medføre dissinsentiver til å gjennomføre tiltak med faktisk klimaeffekt.

Industriens betenkeligheter med opprinnelsesgarantiordningen slik den er kan oppsummers på følgende måte:

- Så lenge kraftprodusenter handler opprinnelsesgarantier og samtidig ikke instruerer sine kunder om å kjøpe dem, vil enhver markedsføring rettet mot norske kraftforbrukere være misvisende hvis norsk kraft fremstilles som ren
- For at elektrifisering i Norge skal være et godt klimatiltak må man kjøpe opprinnelsesgarantier
- For norske industribedrifter vil kjøp av opprinnelsesgarantier, uansett regulering, være en stor ulempe. Det vil alltid finnes europeiske strømkunder med høyere betalingsvilje (ønsker tilgang på fornybar de ikke har) og betalingsvilje (de konkurrerer ikke på globale marked) for norske opprinnelsesgarantier. Varer produsert i Norge mister dermed sin klimamessige konkurranseevne.
- Kjøp av opprinnelsesgarantier sidestilles med reelle klimatiltak. Dette til tross for at opprinnelsesgarantier ikke har noe med klimagassutslipp å gjøre, noe det nye fornybardirektivet presiserer.
- Insentivet til å aktivt og på reelt grunnlag velge fornybar strøm ved å etablere seg i land der kraftforsyningen er fornybar, blir borte.
- Grønnvaskingsproblematikken og villedning av forbrukere, særlig i Europa, fortsetter. Tyske forbrukere (som eksempel) vil fortsatt oppmuntres til å kjøpe fornybar-"bevis" som umulig kan være supplert av fornybar kraft.

Hvordan ordningen kan forbedres

I kjølvannet av Energimeldingen i 2016 instruerte stortinget regjeringen ved OED å finne måter systemet, markedet og reguleringen av opprinnelsesgarantier kan forbedres på. Norsk Industri hadde tre konkrete forslag til hvordan dette kunne gjøres av OED:

- Synliggjøre dokumentasjon på at norsk kraftforbruk er tilnærmet utslippsfritt uavhengig av opprinnelsesgarantiordningen
- Instruere Statnett om å melde seg ut av AIB
- Beregne tillatt eksport av opprinnelsesgarantier basert på eksport av kraft

Av disse tre forslagene ble kun det første tatt delvis til følge av OED. Dette skjedde på to måter. For det første ble NVE instruert om å forbedre beskrivelsen av opprinnelsesgarantier og varedeklarasjon på sine nettsider. Dette ble gjort. I dag kan man blant annet lese følgende på NVEs nettside:

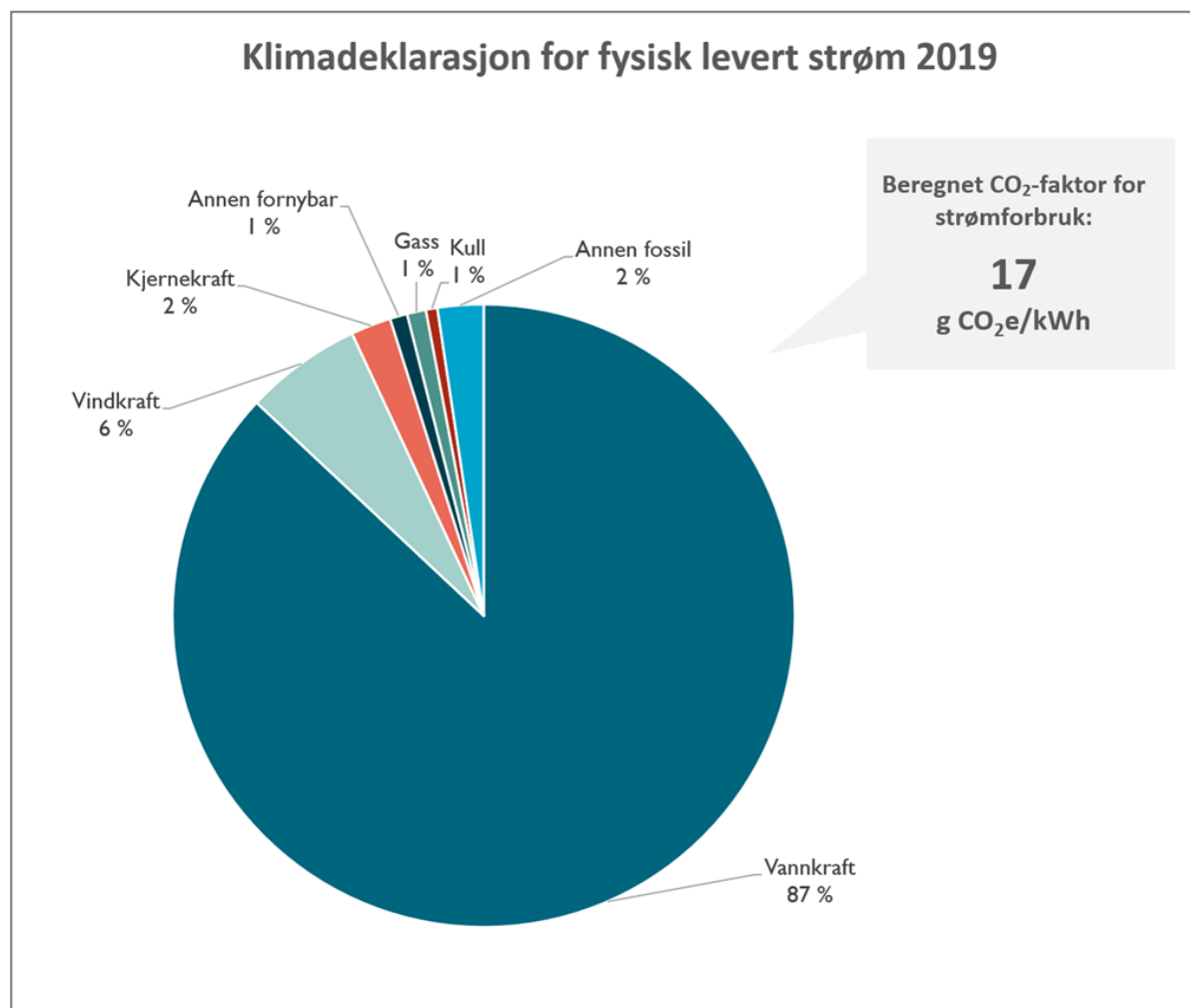
«Varedeklarasjon for strømlleverandører som beregnes av NVE, er **ikke godt egnet som grunnlag for valg av energiløsninger**. Varedeklarasjon tar hensyn til ordningen opprinnelsesgarantier. Denne er et informasjonskrav for strømlleverandører som ikke kjøper opprinnelsesgarantier. Varedeklarasjon viser dermed sammensetningen av opprinnelsesesen til den strømmen som ikke kan dokumenteres. Fordelingen av energikilder og den tilknyttede CO₂-faktoren varedeklarasjonen viser altså ikke hvordan strømmen som leveres i stikkontakten til en strømkunde er produsert. Det er den samme strømmen som leveres, uavhengig av om kunden har en strømvtale med opprinnelsesgarantier eller ikke.

Å bruke CO₂-faktoren i varedeklarasjonen til valg av energiløsninger vil gi et **misvisende resultat** dersom en sammenligner utslippene fra ulike energikilder (for eksempel fossile brensler). Norsk kraftproduksjon er i all

hovedsak fornybar, og de **faktiske utslippene** fra kraftproduksjon i Norge er svært lave. Omlegging fra fossile energikilder til elektrisitet derfor i de aller fleste tilfeller være et godt klimatiltak. For eksempel vil elektrifisering i transportsektoren gi direkte utslippskutt for Norge. (vår utheving)»

For det andre, innførte OED, via NVE, i juni 2020 en Klimadokumentasjon for fysisk levert strøm. Klimadokumentasjonen dokumenterer det reelle utslippet fra norsk strømforbruk basert på fysiske forhold, deriblant handel. Figuren under viser beregnet Klimadokumentasjon i Norge i 2019 med et CO₂-avtrykk på 17 gCO₂/kWh.

Figur 19: NVEs vardeklarasjon for strøm, 2019



Kilde: NVE

For industriens del er NVEs nye opprinnelsesgarantipresiseringer og Klimadokumentasjon et steg i riktig retning. Imidlertid er de fortsatt ingen fullgod løsning for industrien. NVE presiserer på sine nettsider at strømlleverandører ikke kan bruke klimadeklarasjon av fysisk levert strøm som dokumentasjon på fornybare egenskaper ved strømmen de selger. Strømlleverandører må bruke ordningen med varedeklarasjon for strømlleverandører. Samtidig har Klimadokumentasjonen en uklar status som dokumentasjonsbevis for forbrukere.

Industrien mener at klimadeklarasjonen må få sidestilt status med varedeklarasjonen – varedeklarasjonen kan brukes til å dokumentere fornybar produksjon (ikke bruk) mens klimadeklarasjon må være et fullgodt rapporteringsinstrument for utslipp av sekundære utslipp ved industrianlegg. Dersom dette kommer på plass er det sannsynlig at industrien slipper en unødvendig svekkelse av konkurransekraften det norske kraftsystemet gir samtidig som opprinnelsesgarantiordningen får fortsette.

VEDLEGG B: Scenarier for det norske kraftmarkedets fremtid (Pöyry)

I denne ekspertgrupperapportens innledende fase ble det vedtatt å foreta en ekstern utredning av langsiktige utviklingsbaner for det norske kraftmarkedet og hvordan disse påvirkes av EUs klimapolitikk. Pöyry Management Consulting Norway AS (nå Afry) ble av Norges Forskningsråd tildelt oppdraget. Pöyry gjennomførte en kvantitativ kraftmarkedsanalyse av to ulike scenarier frem mot henholdsvis 2040 og 2050, som representerer to ulike veier mot avkarbonisering for hele det europeiske kraftsystemet og det europeiske handelssystemet for utslippkvoter – EU Emissions Trading Scheme (ETS). I dette vedlegget gjengis studiens innhold. Ekspertgruppen understreker at denne analysen ble gjennomført i 2019 før innholdet i Green Deal ble konkretisert.

Scenariene utviklet av Pöyry er konstruerte etter Prosess 21s formål. De er dermed ikke prognoser. Snarere er de illustrasjoner på hvordan det norske, nordiske og europeiske kraftmarkedet, og kvotemarkedet, reagerer på ulike forutsetninger for utslippsmål, kraftteterspørsel og priser på kull og gass. De to scenariene heter henholdsvis 'Business As Usual' (BAU) og 'Lavutslipp' (LU). Enkelte forutsetninger, som gasspris og kullpris, er identiske i to scenariene. Hovedforskjellen mellom dem er først og fremst ambisjoner for utslippskutt:

- **BAU-scenariet** antar en 80% reduksjon i CO₂-utslipp i 2050 for kvotepliktig sektor (industri, kraftproduksjon og luftfart). Ikke-kvotepliktig energiforbruk (varme og transport) oppnår ikke same målsetting og er dermed heller ikke representert i utslippsbanen i dette scenariet. BAU viser dermed ikke en fullstendig helomfattende avkarbonisering av europeisk økonomi. Scenariet er modellert for årene 2020-2030-2040.
- **LU-scenario** antar en 70% reduksjon i CO₂-utslipp i 2050 for *hele økonomien*, altså all kraftproduksjon, energifremstilling og energiforbruk (varme og transport inkludert), 80% i kvotepliktig sektor og 60% for resten av økonomien sammenlignet med 2005. Dette samsvarer med et brutto utslippskutt på 80% for hele økonomien i 2060 sammenlignet med 1990, en svært ambisiøs målsetting. LU er modellert for årene 2020-2030-2040-2050.

Begge scenarier benytter Norsk Industris antakelser for kraftteterspørsel i den norske prosessindustrien. Simuleringen av scenariene gjøres ved bruk av Pöyrys BID3-modell. Resultatene i denne modellen reflekterer kraftmarkedets tilpasning til de ulike utslippsambisjonene, og gir detaljerte fremskrivninger for kraftproduksjon, CO₂-utslipp og kraftpriser. I tillegg har Pöyry modellert kvotepriser i en parallell karbonmarkedsmodell – Æther.

Viktige drivkrefter for nordiske kraftpriser

I det nordiske kraftmarkedet påvirkes prisene først og fremst av en kombinasjon av følgende faktorer:

- **Brenselspriser.** Priser for henholdsvis kull og gass påvirker nordiske kraftpriser gjennom rollen gasskraft og kullkraft har som marginalprodusent – altså prissetter – i tilknyttede europeiske kraftmarkeder. Priser i tilknyttede marked er den fremste referanseverdien for verdien av norsk magasinbasert vannkraftproduksjon. Særlig vil gasskraft på mellomlang og lang sikt ha betydning, mens kullkraftens påvirkningsrolle avtar etter hvert som kullkraftverk stenges ned av politiske eller markedsmessige årsaker. Gassprisen blir med andre ord en viktigere driver på sikt.
- **Kvotepriser.** Produksjonskostnader i gasskraftverk og kullkraftverk inneholder kostnader ved kjøp av utslippkvoter, en kostnad som overføres til kraftprisen. Påvirkningseffekten på nordiske kraftpriser er dermed relatert til brenselspriser, som beskrevet tidligere i notatet. Dermed gir kvotepriser et påslag på norske kraftpriser selv om norsk kraftproduksjon er fullstendig utslippsfri. Avkarboniseringspolitikken i EU påvirker derfor norske kraftpriser. En ambisiøs utslippspolitikkt trenger likevel ikke gi høyere kraftpriser hvis kostnadene for utslippsfri kraftproduksjon faller og utslippsfri kraftproduksjon vokser i omfang.
- **Høyere kraftoverskudd.** Dette er et nøkkelelement – kraftproduksjon i det nordiske markedet er *energibasert*, som betyr at perioder med høy energitilgang i form av nedbør og vind gir høyere produksjon enn forbruk. Jo større denne forskjellen er, jo mer kraft må eksporteres, og jo lavere blir prisen. I motsatt tilfelle, der energitilførselen er lav, blir prisen høyere. I årene fremover forventes det nordiske kraftoverskuddet å vokse som resultat av voksende fornybar energiproduksjon, mens på sikt er bildet mer usikkert.
- **Uttevslingsforbindelser til Kontinentet.** Priskoblingen mellom det nordiske og kontinentaleuropeiske markedet forsterkes jo mer utvevslingskapasitet vi har med land som har mye kullkraft og gasskraft. Jo mer utvevslingskapasitet, jo mer overskuddskraft kan vi eksportere.

- **Strammere kapasitetsmarginer.** Dette er et resultat av gradvis voksende kraftetterspørsel i Nordvest-Europa, kombinert med klimapolitisk motivert stenging av eldre termiske kraftverk. Strammere kapasitetsmarginer hever kraftprisen i høylast på to måter:
 - Kun kraftverk med høyere produksjonskostnader er tilgjengelig for å møte etterspørsel; og
 - i perioder med stramme marginer har termiske kraftverk anledning til å by en høyere pris enn sine marginalkostnader, som bidrar til å dekke kapitalkostnader

Det presiseres at norske kraftpriser påvirkes på samme måte som kraftpriser for hele det nordiske markedet.

Forutsetninger anvendt i modelleringen

Denne delen beskriver de viktigste forutsetningene Pöyry anvender i modelleringen av BAU og LU.

Brenselspriser

Det er to grunner til at brenselspriser er viktige. De (1) påvirker kraftprisen direkte, og (2) har en indirekte påvirkning gjennom hvordan de slår ut på kvoteprisen; jo høyere gasspris sammenlignet med kullpris, jo høyere blir kvoteprisen for å gjøre gasskraft, med forholdsvis lavere utslipp per kWh, konkurransedyktig med kullkraft. Kull- og gassprisantakelser er identisk med antakelser benyttet i "[Statnett 2018 long-term power market analysis](#)", 'Basis'-scenariet. Med andre ord antas en flat gasspris på €20/MWh gjennom analyseperioden, mens kullprisen forutsettes å falle fra \$80/t i 2020 til \$70/t i 2030 for deretter å bli liggende på dette nivået frem til 2050 (reelle 2018-verdier). Kull- og gasspris antas identisk i BAU og LU.

Kvotepris

Prisen på utslippskvoter er en viktig kraftprisdriver i EU, både gjennom å påvirke kraftverkernes daglige produksjonsbeslutninger og å påvirke mer langsiktige investeringsbeslutninger i hvilken type kraftproduksjon som skal bygges. Sistnevnte beslutning påvirkes også naturlig nok av direkte politisk styring (eksempelvis tysk beslutning om å stenge kullkraftverk) men kvoteprisen har like fullt hatt en viktig innflytelse på kraftprodusenters klimarisikovurderinger.

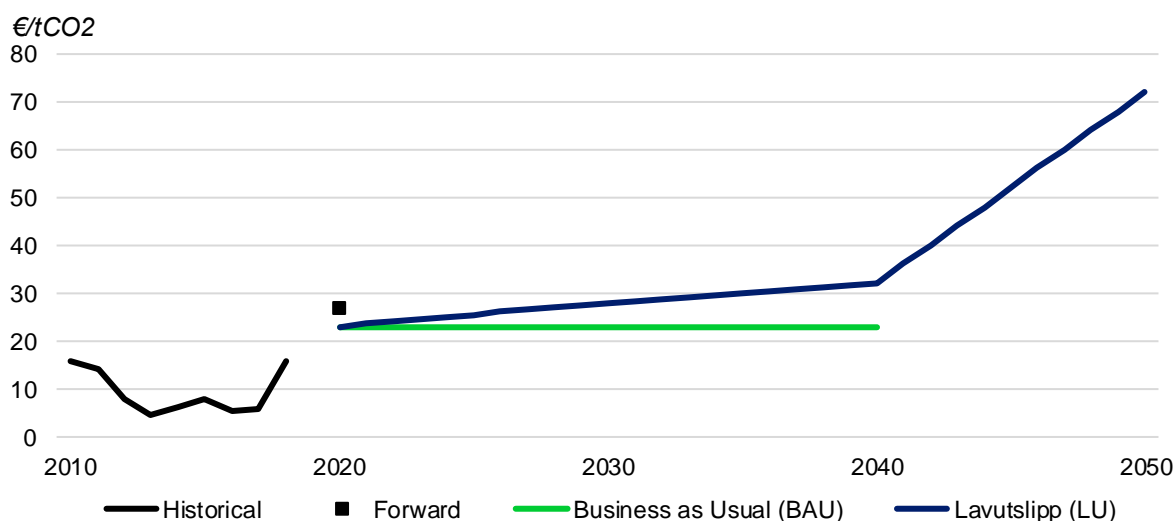
Langsiktige drivkrefter for kvoteprisen består av følgende:

- **Senking av utslippstaket.** Høyere ambisjoner for utslippskutt oversettes til at EU-Kommisjonen deler ut stadig færre utslippskvoter. Etterspørselen/behovet for utslippsreducerende tiltak vil dermed vokse. I tillegg har EU ved flere anledninger gjort justeringer på tilbudssiden i kvotemarkedet ved å innføre såkalt back-loading og Market Stability Reserve (MSR), der begge justeringer i praksis fjerner overskuddskvoter fra markedet og gjør det strammere. Utfallet blir en høyere kvotepris.
- **Økende kostnader for ytterligere utslippsreduksjoner.** Billige måter å redusere utslipp (eksempelvis lavterskel energieffektivisering) er for en stor del allerede realisert. Når taket senkes, og flere tiltak trengs, er det rimelig å forvente at stadig dyrere tiltak gjennomføres. Hvis dette skal skje, må kvoteprisen stige til et nivå som gjør stadig dyrere tiltak bedriftsøkonomisk hensiktsmessig.
- **Supplerende klimapolitikk (stenging av kullkraft, subsidier til fornybar kraft og energieffektivisering), potensiell karbonlekkasje og lavere kostnader for fornybar produksjon er en motvekt.** Uten disse elementene ville kvoteprisen vært vesentlig høyere.

Figur 20 viser kvoteprisfremskrivningene for BAU og LU, sammenlignet med historiske priser og terminprisen for 2020 (mid-september 2019). De samme driverne ligger bak utviklingen i begge scenariene, men vektet forskjellig i kvoteprisen som følge av høyere ambisjonsnivå i LU supplert med høyere fornybarproduksjon og høyere kraftetterspørsel i LU.

I BAU trekkes kvoteprisen oppover av et stadig lavere utslippstak og høyere tiltakskostnader. Denne utviklingen motsvares imidlertid av at tidligere oppsparte kvoter slippes tilbake til markedet gjennom MSR fra 2030 til 2040. En ytterligere motvekt til økte priser er fallende kostnader for fornybar kraftproduksjon og fornybart energiforbruk, supplert med utslippsbesparende tiltak som utløses utenfor kvotemarkedet (stenging av kullkraft som eksempel). Skifte fra kullkraft til gasskraft, såkalt brenselsbytte, forblir derfor det som setter kvoteprisen gjennom perioden, og siden gassprisen antas flat gjennom analyseperioden, så blir kvoteprisutviklingen tilsvarende CO₂-utslipp i 2050²³.

²³ Kvoteprisen har økt betraktelig i løpet av det siste året til tross for et overskudd av kvoter. En rekke varmerekorde i Europa har kuttet fransk kjernekraftproduksjon (dårligere kjøleevne) samtidig som lite vind har gitt lav produksjon fra vindkraftverk. Begge disse faktorene har hevet kullkraftproduksjonen. Det kan også tenkes at markedet har begynt å ta høyde for Ursula von

Figur 20: EUA carbon price projections in the BAU and LU scenarios (€/tCO₂, real 2018 money)


Kilde: Historical – NordPool; Forward – Montel; Projections – Pöyry Management Consulting

I LU øker prisene til litt frem mot €30/tCO₂ i 2040 før de vokser mye bråere til €70/tCO₂ i 2050. Kvotepriisen avviker fra BAU i 2030 og videre på sikt etterhvert som kvotemarkedet tar inn virkningene av en langt mer ambisiøs politikk for utslippsreduksjoner, først og fremst gjennom en økning i kraftforbruke og høyere tiltakskostnader. Prisveksten er relativt lav frem mot 2040 ettersom MSR frem til dette tidspunktet slipper overskuddskvoter tilbake til markedet. Samtidig gir en flat gasspris og lavere fornybarkostnader en dempende effekt. Fra 2040 til 2050 forklares veksten med et stadig økende behov for utslippsreduksjoner. Prisen "stopper" på €72/tCO₂ ettersom EU fortsatt tillater noe utslipp. Hadde vi antatt full brutto avkarbonisering ville kvotepriisen vært langt høyere.

Produksjon, etterspørsel, kraftoverskudd og utslipp

Figur 21 sammenligner produksjon, fornybarkapasitet og etterspørsel i BAU and LU for EU28+2 (EU28 pluss Norge og Sveits). I LU gjør kvotepliktig sector mesteparten av avkarboniseringsjobben. Dette skjer (1) direkte gjennom et lavere utslippstak, og (2) indirekte gjennom elektrifisering av varme- og transportsektoren. Mer ambisiøse mål for utslippsreduksjon frem mot 2050 fremskynder tiltak man ellers ville utsatt eller utelatt i BAU, og dette vises både i etterspørsels- og produksjonsfremskrivningene under.

Derfor faller produksjonen av kraft fra kull/brunnkull hurtigere i LU enn i BAU. Politiske vedtatte stengninger sørger uansett for at kullkraftproduksjon i 2040 er 60% lavere enn i 2020 i BAU, mens i LU er fallet større siden markedet og markedsforventninger tilsier at kull ikke vil være kommersielt konkurransedyktig på grunn av høyere kvotepriser etter hvert. Dette slår inn før selve økningen i kvoteprisen i LU, der kullkraft er fullstendig borte i 2050. I 2050 er for øvrig over 1100GW (ikke-termisk) fornybar kraft installert i EU28+2, mot 700GW i BAU. I LU mer enn tredobles altså fornybarkapasiteten over tilsvarende periode.

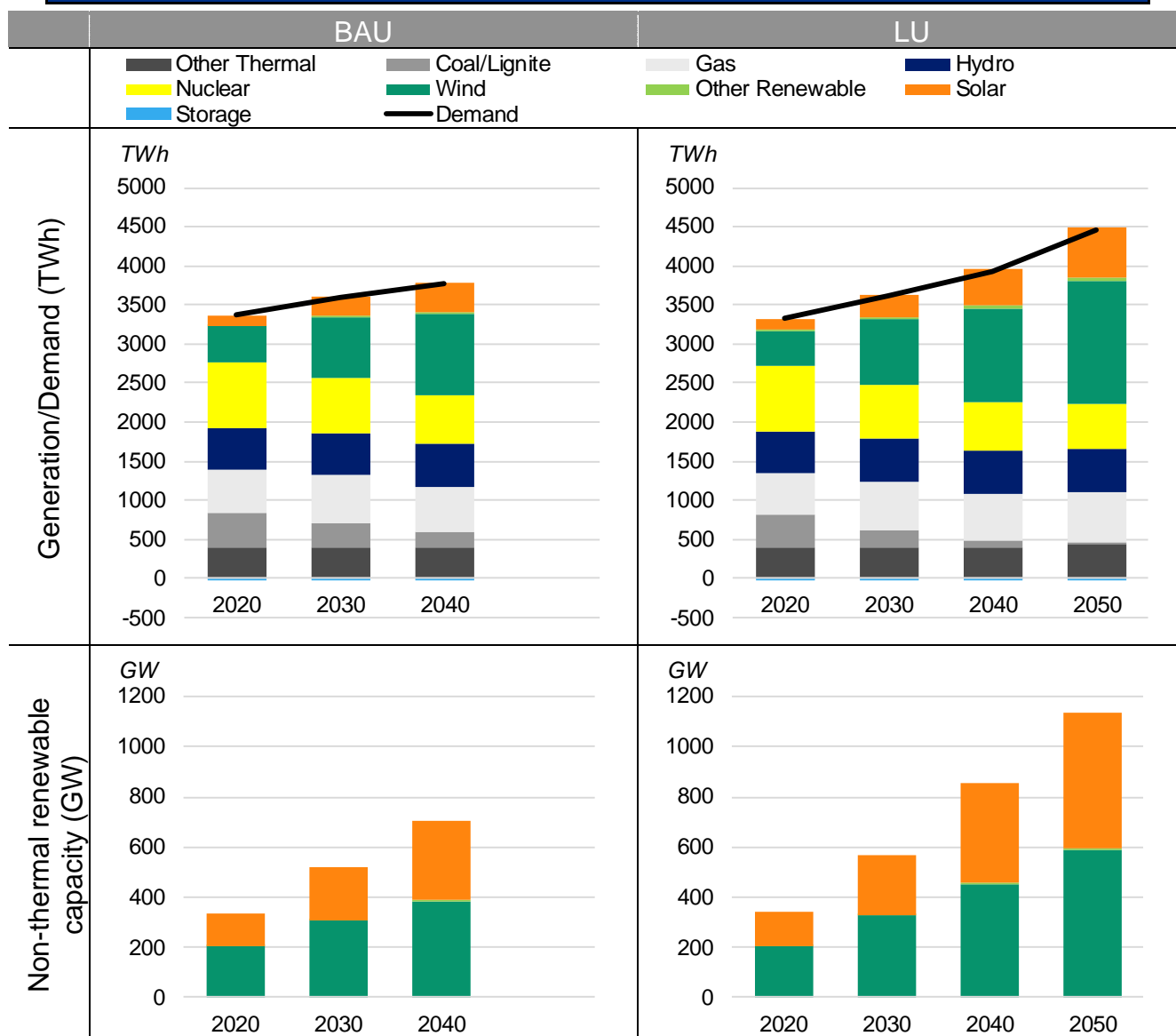
Til slutt vokser kraftetterspørselen i LU mer enn i BAU på grunn av økende kraftbehov i varme- og transportsektoren²⁴:

- **Så langt har utslippsreduksjoner på energisiden hovedsakelig kommet fra kraftproduksjon. Gradvis vil utslippsreduksjoner fra andre sektorer måtte komme gjennom økt fornybart energiforbruk, bl.a. for varmesektoren.** Uavhengig av lavutslippsløsning som velges for varmesektoren vil utfallet innebære en overgang fra gass til elektrisitet (for eksempel varmepumper) og lavutslippsgass som biometan og hydrogen.

der Leyens, EU-Kommisjonens nye leder, uttalte målsettinger om strammere utslippstak i 2030 enn nåværende nivå. Følgelig er Pöyry's modellbaserte pris i 2020 lavere enn markedets gjeldende terminpris.

²⁴ Kraftetterspørsel fra norsk prosessindustri er identisk i scenariene. Her antas en økning på rundt 21 TWh i 2050 sammenlignet med dagens nivå. Antatt industriell forbruksvekst er basert på forventninger gitt av Norsk Industri.

- Pöyry forventer små økninger i varmeetterspørselen i Norden ettersom elektrisitet allerede utgjør en stor andel av varmforsyningen samt et relativt betydelig innslag av biobasert fjernvarme i tettbebyggede strøk.
- **Utslipp fra transportsektoren må falle for å nå ambisiøse utslippsmål.** For eksempel genererer veitransport alene (biler, lastebiler, busser og motorsykler) mer enn en femtedel av totale CO₂-utslipp i EU (og dette inkluderer ikke utslipp fra luftfart, sjøfart og tog); og transport er den eneste aktiviteten i EU der utslippene vokser årlig.
 - I LU vokser kraftetterspørselen i transportsektoren til omtrent 25TWh i 2040 i Norden (Norge, Sverige og Finland), sammenlignet med 15TWh i BAU.

Figur 21: Supply and demand in the BAU and LU scenarios, EU28+2


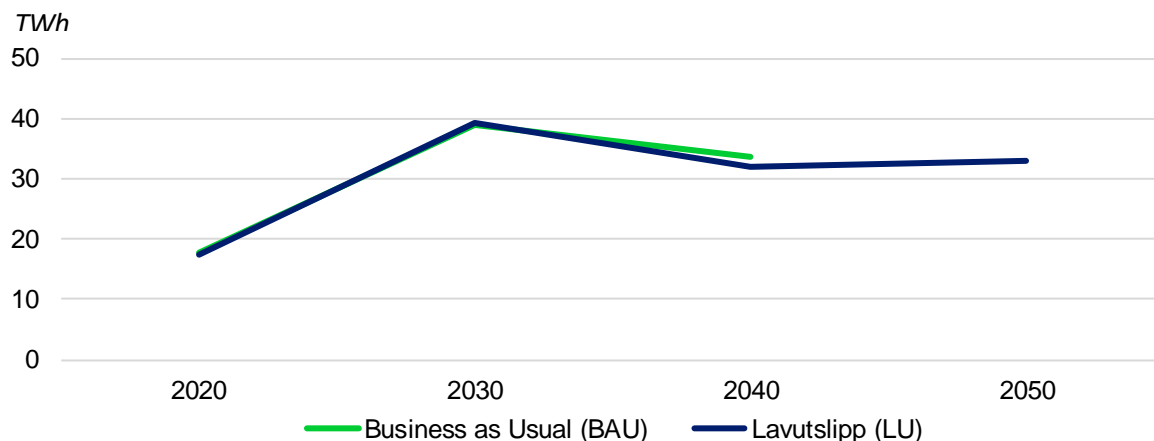
Note: 'Other Thermal' includes biomass, peat, waste and oil technologies. 'Other Renewable' covers non-thermal renewable including geothermal and tidal technologies.

Kilde: Pöyry Management Consulting

Figur 22 viser årlig kraftoverskudd i Norge, Sverige og Finland i BAU og LU. Investeringer i fornybarproduksjon, for det meste landbasert vindkraft og solkraft, drevet frem utelukkende på kommersielle betingelser, vokser høyere enn kraftetterspørselen i Norden. Overskuddet vokser dermed parallelt. Økt forbruk blir således

utelukkende dekket av fornybar kraft, uavhengig av avkarboniseringsmål. Kraftoverskuddet vokser til 40 TWh i 2030. Kraftoverskuddet faller noe etter 2030 når svensk kjernekraft gradvis stenges ned, men overskuddet forblir på over 30 TWh gjennom analyseperioden.

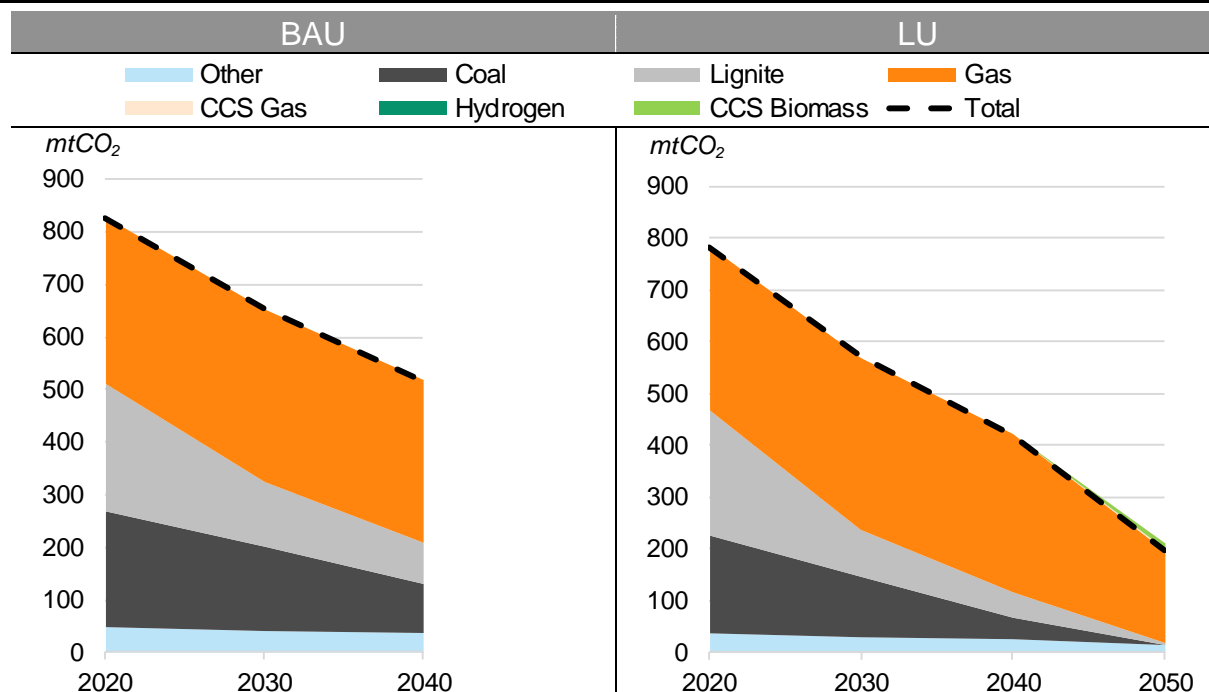
Figur 22: Annual energy surplus in Norway, Sweden and Finland (TWh)



Kilde: Pöyry Management Consulting

Figur 23 viser totale utslippsmengder fra kraftproduksjon i BAU og LU for EU28+2. Fossilbasert termisk kraftproduksjon forsvinner samtidig som fornybar kraftproduksjon vokser frem mot 2040 og utslippene faller tilsvarende med nesten 100mtCO₂ mer i 2040 i LU enn i BAU. I 2050 ramler utslipp ned til 200mtCO₂ i LU, en reduksjon på nesten 600mtCO₂ sammenlignet med nivået i 2020. LU-scenariet utløser også en liten mengde negative utslipp frem mot 2050. Dette kommer fra biomasse-og hydrogenbasert CCS-gasskraft. Bidraget fra denne type teknologi er riktignok marginalt.

Figur 23: Power-sector carbon emissions in the BAU and LU scenarios, EU28+2 (mtCO₂)



Kilde: Pöyry Management Consulting

Utvekslingskapasitet

Det er stor overføringskapasitet mellom de nordiske landene. Dette skyldes:

- behov for utveksling mellom naboland i år med lite eller mye nedbør;
- håndtering av situasjoner med stadig større innslag av uregelmessig kraftproduksjon.

Samme forklaringer brukes når det gjelder overføringsforbindelser til Kontinental-Europa. Pöyrys antakelser for overføringslinjer følger utviklingsplaner laget av nordiske transmisjonsnettoperatører (TSO). Foruten TSOenes planer antas det at linjer å bygges dersom dette er samfunnsøkonomisk hensiktsmessig. Utbygging av kabler kan bli påvirket av regulatoriske hindringer for eie og drift av ikke-TSOer, såkalt merchant cables, der NorthConnect er foreløpig viktigste eksempel.

Nordiske utenlandsforbindelser forventes fortrinnsvis å være koblet til det tyske, nederlandske og det britiske kraftmarkedet. Dette omfatter også prosjekt allerede under bygging (NordLink, NSL, Cobra Cable) og prosjekt i moden planleggingsfase (North Connect, Viking Link, Hansa Power Bridge). Dersom kraftpriser på Kontinentet skulle bli høyere og nordiske priser bli lavere ville det vært gode samfunnsøkonomiske grunner til å anta ytterligere forbindelser.

Kraftpris

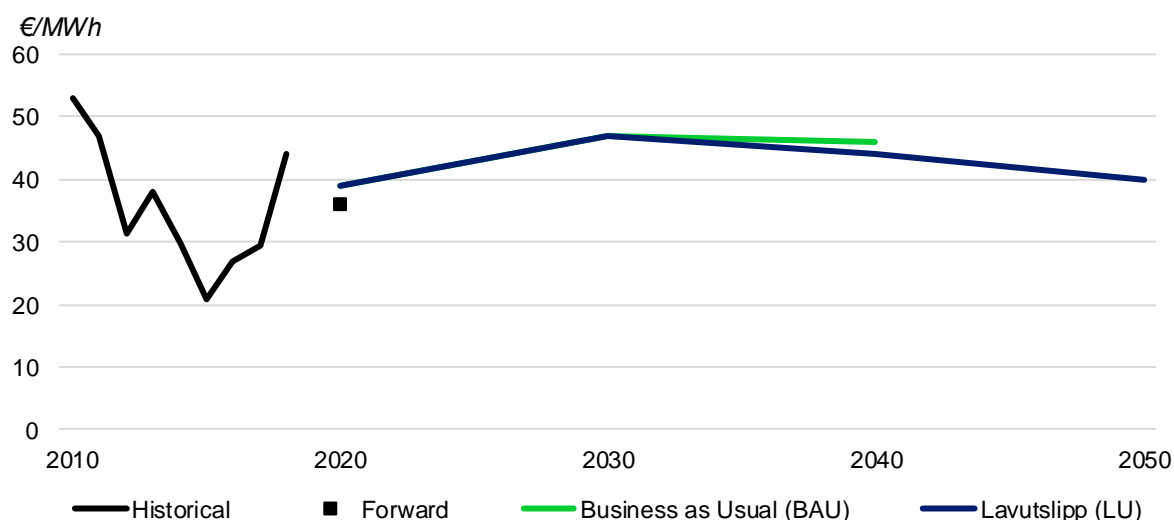
I dette avsnittet presenteres og drøftes kraftpriser i LU og BAU.

Norske kraftprisfremskrivninger

Figur 24 presenterer norske fremtidige kraftpriser i begge scenarier. Prisene er, i relativt vid forstand, like i de to scenariene. Nivået svinger mellom €40-47/MWh for alle modellerte år. Forklaringen er en balansert utvikling mellom drivkrefter som trekker prisen i hver sin retning. Kraftoverskuddet øker mens flere utenlandsforbindelser kommer til i perioden mellom 2020 og 2030, samtidig som kontinental-europeiske kraftpriser øker over samme periode. Utfallet blir en viss økning, drevet frem av økt kapasitetsknapphet i Europa. I 2030 ligger prisen på rundt €45/MWh i begge scenarier før den stabiliserer seg. Norske kraftpriser forblir lavere enn priser på Kontinentet.

I LU faller prisen fra €47/MWh i 2030 til €40/MWh i 2050. Mer landbasert vind kan bygges til priser på dette nivået. Samtidig avtar prispåvirkningen fra kvotepriser ettersom kullkraft fases ut og mer fornybar kommer til på Kontinentet.

Figur 24: Annual wholesale electricity price projections, Norway (€/MWh, real 2018 money)



Kilde: Historical – NordPool; Forward – Montel; Projections – Pöyry Management Consulting

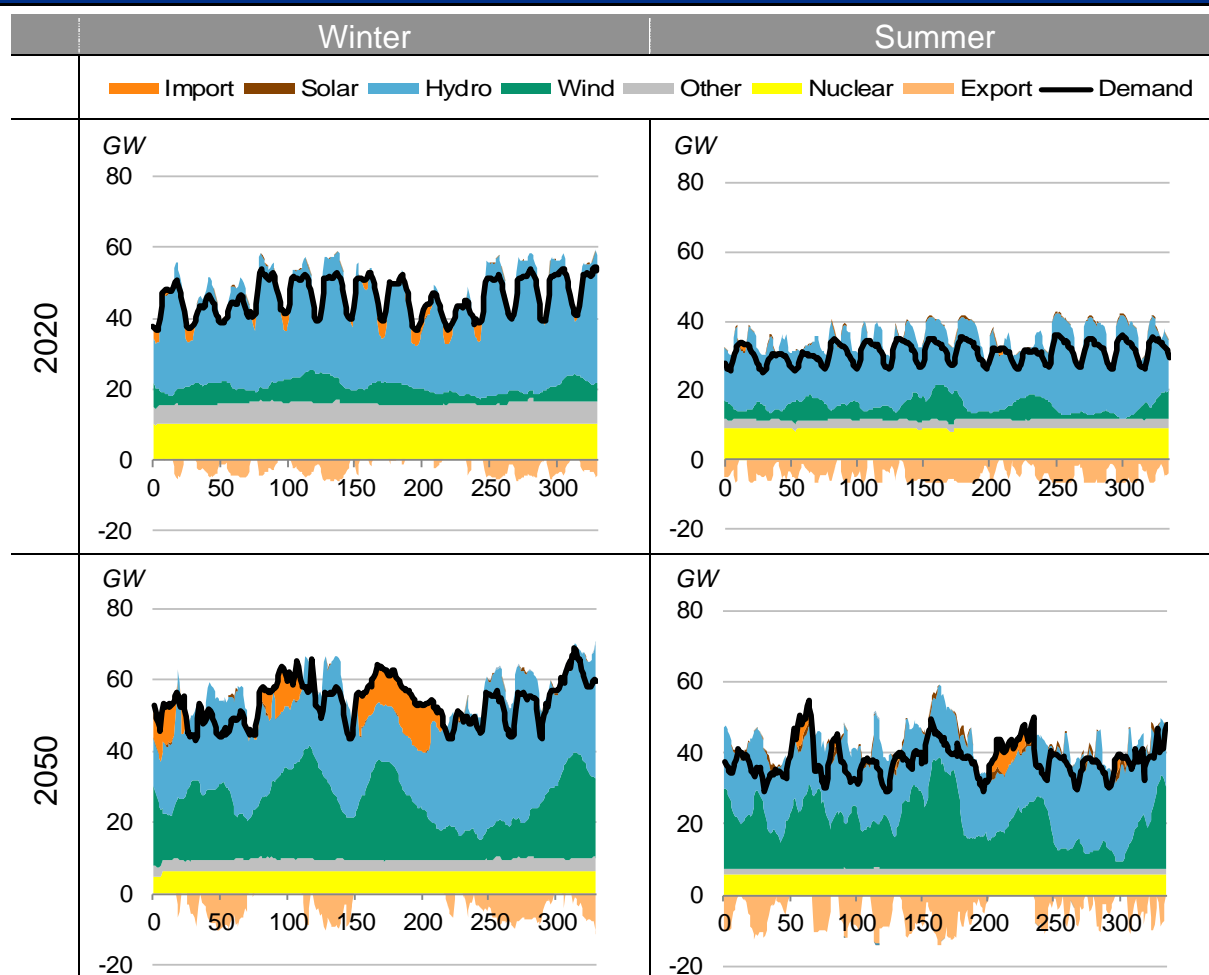
Økt vindkraftkapasitet balanseres av vannkraft

Figur 25 viser nordisk produksjon, etterspørsel og handel av kraft på timesbasis gjennom en vinteruke og en sommeruke i henholdsvis 2020 og 2050 i LU. I vinteruken kommer mesteparten av vannkraftproduksjonen fra magasinbasert vannkraft. Vannkraften justerer produksjon etter forbruksmønstrene og innslag av uregelmessig produksjon på dagtid, mens baslasten gjennom døgnet kommer fra kjernekraft og termiske kraft/varmeverk.

Om vinteren: I **2020** suppleres disse produksjonsformene av vindkraft, men i noe begrenset grad. Norden importerer billigere termisk kraft fra Kontinentet i så godt som alle toppplastimer. I **2050** spiller vind en langt større rolle, og andelen termisk kraft og kjernekraft er betraktelig redusert ettersom denne type verk for det meste er stengt ned. Bidraget fra magasinbasert vannkraft er også lavere, i noen perioder lavere enn 15GWh/h. I 2050 sørger også det nordiske systemet for å balansere en større andel av uregelmessig produksjon på Kontinentet. I midten av vinteruken erstattes egenproduksjon med import sørfra. Importen er overskudd av vindkraft i perioder av uken der det blåser mye (prognosene er basert på innlagte værprofiler med ulike timesvariasjoner i vind og nedbør). Importinnslaget strekker seg dermed til mer enn bare nordiske toppplastimer. I tillegg er etterspørselsvariasjonen mer tilpasset kortsiktige svingninger i kraftprisen i 2050, noe som kan forklares med et økende innslag av el-biler og lading som sammenfaller med kraftmarkedsutvikling.

Om sommeren: hovedforskjellen mellom **2020** og **2050** er mengden energi i systemet, altså energien som må eksporteres med et voksende overskudd. I 2050 er kraftoverskuddet høyere enn i 2020 til tross for nedstenging av termisk kraft, mye takket være landbasert vindkraft. Uregelmessig kan i enkelte situasjoner gi noen utfordringer for systemet. For eksempel i tidlig midtuke-periode, der samlet produksjonskapasitet fra kraft som ikke kan reguleres ned – vindkraft, kjernekraft, uregelmessig vannkraft osv – vil man selv med høy krafteksport ha timer med innelåst kraft og relativt lave priser, en effekt som forsterkes av at produksjonskapasiteten på Kontinentet er tilsvarende høy og forbruket lavt.

Figur 25: Generation and demand in Norway, Sweden and Finland (GW)



Kilde: Pöyry Management Consulting

Hva vil skje i et scenario med full avkarbonisering?

Så langt har vi utelukkende fokusert på to modellerte scenario: **'Business As Usual'** (BAU) og **'Lavutslipp'** (LU). Imidlertid kan scenarier med ytterligere utslippsreduksjoner ikke utelukkes. Paris-avtalen, signert og ratifisert av mer enn 150 land, har som målsetting om at global oppvarming ikke skal være høyere enn 2°C høyere enn førindustrielle nivå, og helst nede på 1.5°C. EUs uttalte ambisjoner er å bidra til at dette målet nås ved å redusere utslipp i 2050 med 95% sammenlignet med 1990, en målsetting som går utover anvendte antagelser i BAU og LU.

Pöyry har publisert en studie "[Fully decarbonising Europe's energy system by 2050](#)" som illustrerer hvilke forandringer som kreves for å oppnå denne målsettingen. Studiens hovedformål er å finne svar på spørsmålet "How can a fully decarbonised energy sector be achieved and what are the risks of recluding options in favour of certain technologies?" ved bruk av to scenarier:

- en tvungen **'All-Electric'**-utvikling der infrastruktur og fremstillings -og forbruksteknologier for gass holdes utenfor; og
- en **'Zero Carbon Gas'**-utvikling der hydrogen, biometan og CCS konkurrerer med fornybart, biomasse og kjernekraft.

En fullstendig avkarbonisering gjennom helelektrifisering er ikke uten utfordringer for kraftsektoren, ettersom elektrisitet skal dekke omtrent alle former for energiforbruk, transport og varme inkludert. For eksempel krever et slikt scenario enorme mengder biomasse, hvilket gir grunn til å utfordre hvor bærekraftig en slik utvikling er. Det alternative scenariet, 'Zero Carbon Gas', skisserer en fremtid der elektrisitet konkurrerer med andre energiformer. Det er mange utfordringer her også. En av dem er kostnader – store summer vil kreves for å investere i umodne teknologier på så godt som alle områder, som igjen øker risikoen for manglende måloppnåelse.

Pöyrys "[Fully decarbonising Europe's energy system by 2050](#)" finner at total avkarbonisering av det europeiske energisystemet innen 2050 er mulig, men ikke uten krav til store omveltninger som vil kreve enorme ressurser fra samfunnet (se Figur 26). Oppnåelse vil måtte ledsages av enorme investeringer og helt nye løsninger på en rekke områder som transport, varme og kraftproduksjon, uavhengig av hvilket utviklingsspor som følges.

Figur 26: Prerequisites for a full decarbonisation of the European power system in Pöyry's full decarbonisation study



Kilde: Pöyry Management Consulting

Et forbud mot utslipp i 2050 betyr veldig høye kvotepriser. Kvoteprisen vil være på et helt annet nivå enn i BAU og LU. ETS vil imidlertid aldri kunne forventes å utløse alle tiltak alene. En kvotepris (eller kvotestraff – ettersom

utslipp i praksis forbys) – betyr like fullt ikke nødvendigvis svært høye kraftpriser, ettersom utslippstung kraftproduksjon er mer eller mindre fjernet. På dette stadiet er kvoteprisen heller å anse som et unngåelig gebyr for potensielle utslipp, og motvirker således utslippsintensive investeringer. Kraftprisen vil dermed ikke *nødvendigvis* være høyere enn i BAU og LU, men dette betyr ikke at kraftforbrukere blir upåvirket. For eksempel vil nødvendige nettkostnader være svært omfattende.

LU kan anses å ha lavere forventninger til utslippskutt enn formålene i COP-21, men oppnådde utslippskutt er uansett formidable. EU kommer svært langt i sin avkarboniseringsinnsats, og gjør en rekke grep som kan ha store omveltningseffekter for samfunnet. Hvor realiserbart LU er sammenlignet med mer ambisiøse scenario er på det nåværende tidspunkt ikke mulig å svare på.

Konklusjon

Utviklingen i norsk kraftintensiv industri påvirkes både direkte og indirekte av utviklingen i kvoteprisens utvikling, mens kvoteprisens nivå med stor sikkerhet vil henge nye sammen med EUs målsettinger for avkarbonisering. Pöyrys analyse viser at:

- **Jo høyere avkarboniseringsinnsats, jo høyere kvotepris og pris på utslipp.** Kvoteprisen øker imidlertid i beskjedent omfang i LU-scenariet. Dette gir industribedrifter en mulighet til å gjennomføre utslippsbesparende tiltak før straffen kommer i form av økt kvotepris. Hvis dette kombineres med gratiskvoter i en overgangsperiode, vil den direkte risikoen knyttet til økte kvotepriser være håndterbar frem mot 2050.
- **Industriens indirekte kostnader fra høyere kvotepriser er også håndterbare.** En mer ambisiøs avkarboniseringspolitikk i LU presser kvoteprisen oppover, men påvirkningen på kraftprisen er beskjeden ettersom utslippsintensiv kraftproduksjon i større og større grad forsvinner fra markedet. Norske kraftpriser forblir på historiske nivå, selv med svært ambisiøs europeisk klimapolitikk, hvis forutsetningen i LU viser seg å slå til.

VEDLEGG C: Ekspertgruppens mandat

Bakgrunn og begrunnelse for etablering av ekspertgruppen

Prosess 21 er etablert av Nærings- og fiskeridepartementet. Hovedoppgaven for Prosess21 er å gi strategiske råd og anbefalinger om hvordan Norge best kan få til en utvikling i retning av minimale utslipp fra prosessindustrien i 2050 og samtidig legge til rette for at virksomheter i prosessindustrien har bærekraftig vekst i denne perioden.

Prosess21 søker å bygge videre på den positive samhandlingen som oppsto i forbindelse med utarbeidelsen av Veikartet for prosessindustrien. Forumet skal styrke samhandlingen mellom kompetansetilbudene i og rundt industrien og de ulike offentlige virkemiddelaktørene. Videre skal forumet bidra til en dynamisk diskusjon om størrelsen og sammenhengen på relevante virkemidler og andre initiativ.

For å gjennomføre og oppnå reduserte klimagassutslipp og bærekraftig vekst vil dette måtte bygges på langsiktige konkurransedyktige rammebetingelser. Energieffektivisering og reduserte klimagassutslipp har blitt gjennomført i prosessindustrien gjennom de siste 20 årene, men fortsatt er prosessindustrien er kjennetegnet ved stort behov for elektrisk kraft og utslipp av klimagasser. Prosessindustrien forbruker ca. 35 % av norsk kraftproduksjon og står for ca. 18 % av norske klimagassutslipp. Prosessindustrien representerer rundt 17 % (av dette er raffineriene 7 %) av eksportverdi av fysiske varer ut fra landet og representerer med dette sammen med fiskeeksport de viktigste næringene utover olje og gass.

For å oppnå reduserte klimagassutslipp og fortsatt verdiskaping er tilgang til fornybar kraft til konkurransedyktige betingelser kritisk. Derfor er det behov å detaljere mulige utfall og mulighetsrom knyttet til framtidige kraftpriser og diskutere slike. I dag er det en sammenheng mellom kraftpriser og kostnader ved klimagassutslipp (målt gjennom CO₂ priser). Klimapolitiske målsettinger, hovedsakelig fremmet av EU, vil således ha en innvirkning på den norske industriens vekstevne og klimasatsing.

Overordnet drivkraft vil være at Norge med tilnærmet 100 % fornybar kraftkilde vil produsere etterspurte produkter/materialer verden trenger med lavest mulig klimagassutslipp.

Arbeid som gjennomføres i regi av Prosess21 omfatter tema som vil kunne gi innspill på behovet for økt tilgang på kraft. Dette gjelder kraftbehov som følge av Karbonfangst og lagring (økt kraftbehov for å gjennomføre fangsten) og Ny prosessteknologi (bruk/produksjon av hydrogen, elektrifisering av enkeltprosesser og karbonutnyttelse (CCU)). Andre effekter som kan ha en usikker effekt på kraftbehovet eksempelvis gjennom Sirkulær Økonomi og Produktutvikling (mer verdi pr. tonn produsert) studeres. Videre vil den generelle elektrifiseringen av samfunnet kunne påvirke krafttilgang og priser.

Skal ønskede effekter oppnås knyttet til betydelige reduserte klimagassutslipp realiseres gjennom høy grad av elektrifisering kraften være konkurransedyktig

Effektmål for ekspertgruppen og for dens rapport/anbefalinger

Ekspertgruppens forventes å levere anbefaling iht. til begrunnelsen for etableringen og oppgaver og mål. Ekspertgruppens rapport vil inngå som en del av beslutningsunderlaget til Prosess21 i forbindelse med prioritering av satsingsområder i Prosess21 sine strategiske råd og anbefalinger.

Effektmål er positive effekter som i hovedsak kommer i ettertid av ekspertgruppens arbeid og rapport. Å definere ønskede gevinster og planlegging av realisering av gevinster må starte allerede i oppstart av ekspertgruppen. Det er mottaker av rådene og anbefalingene som er ansvarlig for realisering av gevinstene.

Overordnet effektmål er: Økt kraftproduksjon til konkurransedyktige kraftkostnader

Dette er videre delt inn i følgende detaljerte effektmål:

- Utfordre «etablert» oppfatning om fremtidig kraftoverskudd, demonstrere sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris
- Synliggjøre viktigheten av at nivået på kraftproduksjon må forbli høyere enn nivået på kraftforbruk på kort og lang sikt

- Identifisere hvilke rammevilkår, både norske og internasjonale, som gir et nivå på norske kraftkostnader som opprettholder industriens konkurransedyktighet

Mål for ekspertgruppen

Arbeidet i ekspertgruppen konsentreres om følgende temaer med følgende mål:

- Etablere nødvendig kunnskapsgrunnlag om det norske (og nordiske) kraftmarkedet og hvordan prisen bestemmes
- Estimere fremtidig kraftbehov i de tre neste ti-år (2030, 2040, 2050) ved kombinasjon av egne analyser og eksterne forbruksprognoser
- Estimere nødvendig utvikling i kraftproduksjon og hvordan denne skal skje på mest mulig kostnadseffektiv måte
- Estimere forsvarlig utvikling i utvekslingskapasitet
- Vurdere bruk av scenario-baserte analyser av fremtidige drivkrefter, deriblant klimapolitikk, for det norske kraftmarkedet og anslå hva som blir utfallet for kraftprisen og kraftkostnad for øvrig
- Drøfte utviklingen og effekten av kraftkostnader utover markedsprisen på kraft, som for eksempel nettatiffer, karbonkompensasjon og fornybarsubsidier
- Anbefale relevante virkemidler som bidrar til konkurransedyktige kraftkostnader og reduserte klimagassutslipp

Leveranser fra ekspertgruppen

Arbeidet skal dokumenteres i et eget dokument, med tilhørende underlag. Dette vil inngå som delkapittel i hovedrapporten til Prosess21. I tillegg skal ekspertgruppen utforme et kortfattet skriftlig sammendrag av arbeidet som kan brukes som kommunikasjonsinstrument.

Ekspertgruppens medlemmer skal også bidra med kvalitetssikring av dokumentet før det ferdigstillelse for Prosess21 styret og offentliggjøres. Ekspertgruppen er ansvarlig for anbefalinger/råd og analyser.

I tillegg skal ekspertgruppen lage en powerpoint-presentasjon til fremvisning og som diskusjonsunderlag i øvrige Prosess21-grupper.

Arbeidsform, tidsperspektiv og ressursbehov

Det legges opp til møter, hvor ekspertgruppen møtes i sin helhet. Dette gjennomføres både fysisk og virtuelt, avhengig av hva som er hensiktsmessig.

Første møte i ekspertgruppen vil avklare antall fellesmøter, møtehyppighet og vedta mandat og fremdriftsplan.

Møtene vil arrangeres sentralt i Oslo regionen, eller der ekspertgruppen finner det hensiktsmessig. Gruppen er ansvarlig for å koordinere og organisere møtene samt skrive referat fra møtene.

Prosess21 oppnevner en oppdragsleder som leder gruppen og møtene og Prosess21 sitt sekretariat vil delta i arbeidet og bistå med fakta-underlag når ekspertgruppen utarbeider rapport(er).

Det vil være behov for å sette ut særskilte studier og/eller workshops i denne ekspertgruppen og dette vil avtales det med leder av sekretariatet i Prosess21.

Prosess21
Kraftmarkedet Ekspertgruppe
prosess21.no

September 2020
Design: Miksmaster as · www.miksmaster.no

Publikasjonen kan lastes ned fra
<https://www.prosess21.no/om-prosess-21/dokumenter/>