

## RAMMEVILKÅR OG PRISUTVIKLING I KRAFTMARKEDET I NORGE OG NORD-EUROPA

---

Rapport utarbeidet for  
Olje- og Energidepartementet

November 2019



**Kontaktinformasjon**

<b>Navn</b>	<b>E-post</b>	<b>Telefon</b>
Kathrine Stene Bakke	kathrine.stene.bakke@poyry.com	+47 957 59203
Geir Brønmo	geir.bronmo@poyry.com	+47 403 92505

**Copyright © 2019 Pöyry Norway AS**

**DISCLAIMER/ANSVARFRASKRIVELSE OG RETTIGHETER**

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Norway AS ("Pöyry") for Olje- og energidepartementet ("Mottakeren") i samsvar med Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhets-faktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

## INNHold

<b>SAMMENDRAG</b>	<b>1</b>
Oppdraget	1
Sluttbrukerpriser og rammevilkår	1
<b>1. INTRODUKSJON</b>	<b>8</b>
1.1 Oppdraget	8
1.2 Rapportens struktur	9
<b>2. HUSHOLDNINGER: SLUTTBRUKERPRISER</b>	<b>10</b>
2.1 Innledning	10
2.2 Kraftpriser til husholdninger	10
<b>3. STORE FORBRUKERE: SLUTTBRUKERPRISER OG RAMMEBETINGELSER</b>	<b>13</b>
3.1 Sluttbrukerpriser	13
3.2 Skatter og avgifter som ikke inngår i sluttbrukerprisen	17
3.3 Arbeidsmarked	18
<b>4. STORE KRAFTPRODUSENTER: RAMMEBETINGELSER</b>	<b>20</b>
4.1 Kraftpris	21
4.2 Støttemekanismer	21
4.3 EU-ETS	22
4.4 Nettkostnader og -tilgang	22
4.5 Skatter og avgifter	22
4.6 Inngangsbarrierer	23
<b>5. KRAFTMARKEDSANALYSE</b>	<b>25</b>
5.1 Drivere av nordiske kraftpriser	26
5.2 Modelleringsantagelser	28
5.3 Kraftprisprognoser i Basis-scenarioet	36
5.4 Sensitivitetsanalyser	37
5.5 Oppsummering av kraftprisresultater	40
<b>6. IMPLIKASJONER FOR SLUTTBRUKERPRISENE</b>	<b>42</b>
6.1 Sluttbrukerpriser for husholdninger	43
6.2 Sluttbrukerpriser for store forbrukere	43
<b>ANNEX A – SLUTTBRUKERPRIS HUSHOLDNINGER</b>	<b>45</b>
<b>ANNEX B – STORE KRAFTFORBRUKERE</b>	<b>49</b>
<b>ANNEX C – STORE KRAFTPRODUSENTER</b>	<b>58</b>
<b>ANNEX D – MODELL BESKRIVELSE</b>	<b>68</b>
<b>ANNEX E – REFERANSELISTE</b>	<b>75</b>

(Denne siden er tom)

## SAMMENDRAG

### Oppdraget

Pöry Management Consulting har på oppdrag fra Olje- og energidepartementet laget en oversikt over rammevilkår og prisutvikling i kraftmarkedet i Norge og Nord-Europa. Målsetningen med oppdraget har vært å kartlegge nåsituasjonen og studere utviklingen i kraftmarkedet ved å kartlegge sluttbrukerpriser og rammevilkår for kraftforbrukere, rammevilkår for kraftprodusenter, analysere utviklingen i kraftmarkedet framover, samt å diskutere implikasjoner av kraftmarkedsutviklingen for sluttbrukerpriser, forutsatt at nettkostnader, skatter og avgifter forblir uendret.

Analysen har fokusert på utvalgte land i Nord-Europa – Norden, inklusive Norge, Sverige, Finland og Danmark, Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Belgia og Nederland.

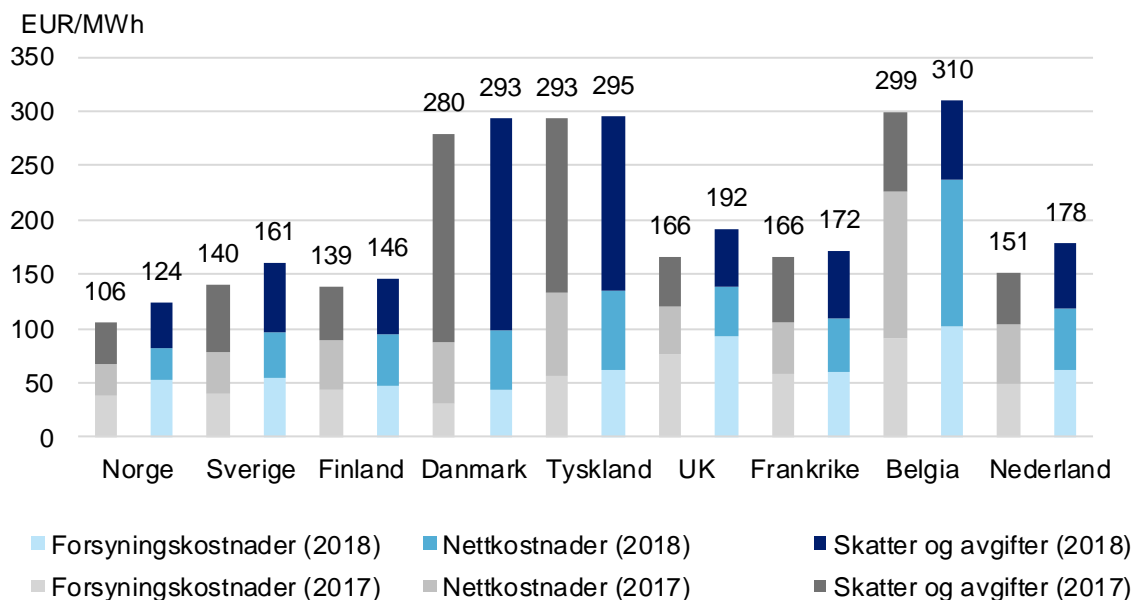
### Sluttbrukerpriser og rammevilkår

I sammenligningen av sluttbrukerpriser mellom land har vi valgt å fokusere på to segmenter: Husholdninger, definert som den gjennomsnittlige husholdningskunden i det relevante landet, og store forbrukere, definert som kraftintensiv industri med et forbruk på 200 GWh/år og 6000 brukstimer i året. For store forbrukere og kraftprodusenter gir vi også en bredere beskrivelse og sammenligning av rammevilkår.

#### Husholdninger

Sluttbrukerprisene har tre hovedkomponenter: forsyningskostnader, nettkostnader, og skatter og avgifter. I 2018 varierte sluttbrukerprisen for husholdninger i de ni landene som ble analysert fra 124 €/MWh i Norge til 310 €/MWh i Belgia (jfr. Figur 1).

**Figur 1 – Sammensetning av sluttbrukerpris til husholdninger, 2017 og 2018**



Kilde: Eurostat, nasjonal statistikk, analyse fra Pöry

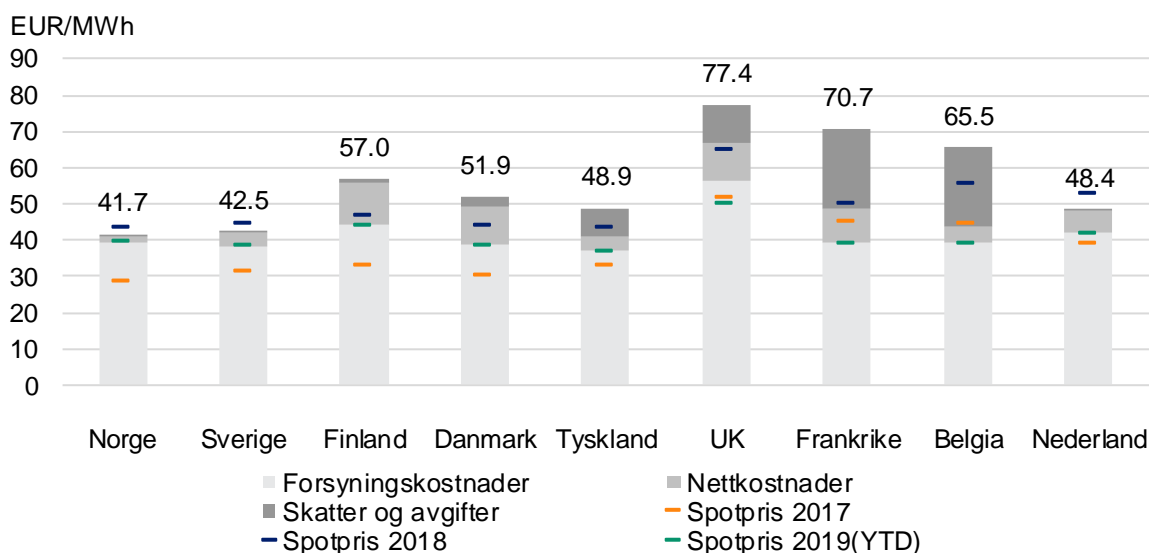
Danmark har de laveste forsyningskostnadene (44,1 €/MWh), mens Norge og de øvrige nordiske landene følger med cirka 50 €/MWh. Storbritannia har de høyeste forsyningskostnadene (92,2 €/MWh).

Belgia har de høyeste nettkostnadene; med 134,3 €/MWh utgjør de 43 % av husholdningsprisen. Norge er i den andre enden av spekteret, med nettkostnader på 30 €/MWh, noe som tilsvarer 24 % av totalprisen. Inkludert merverdiavgift (mva) er skatter og avgifter lavest i Norge med 42 €/kWh, fulgt av Finland med 50,6 €/MWh. Danmark ligger i den høye enden av skalaen, med 195,3 €/MWh utgjør skatter og avgifter 67 % av totalprisen.

### Store forbrukere

Sluttbrukerprisene til store, kraftintensive forbrukere har de samme tre elementene som for husholdninger, men kostnadsfordelingen mellom elementene er forskjellig. Kraftintensiv industri har langt lavere nettkostnader enn alminnelige forbrukere, og nyter godt av rabatter og fritak fra en rekke avgifter. Figur 2 gir en sammenligning av sluttbrukerprisene for en «standardisert» kraftintensiv forbruker, som beskrevet ovenfor. Legg merke til at analyseåret er 2019, basert på spotpris i årets første 9 måneder. Spotpris for 2017 og 2018 er lagt inn for informasjon.

**Figur 2 – Sammensetning av sluttbrukerpris for kraftintensiv industri, 2019**



Kilder: Eurostat, nasjonal statistikk, analyse fra Pöyry

Figuren viser at det er relativt stor forskjell i sluttbrukerpriser mellom de ni landene. Norge og Sverige har klart lavest priser (~42 €/MWh), fulgt av Nederland, Tyskland og Danmark med rundt 50 €/MWh. Med 77 €/MWh ligger Storbritannia klart høyest. Forsyningskostnadene består nesten utelukkende av spotprisen, som vil variere fra år til år både når det gjelder absolutt nivå og forskjeller mellom land. Prisen i de nordiske landene har i 2018 og så langt i 2019 vært relativt høy på grunn av tørrere vær enn normalt i 2018, men er over tid gjennomgående lavere enn på kontinentet og i Storbritannia. Nettkostnadene for en gjennomsnittlig kraftintensiv forbruker er lavest i Norge og høyest i Finland. Skatter og avgifter er også lavest i Norge (rundt 0,5 €/MWh), men Sverige, Finland, Nederland og Danmark har alle et nesten like lavt avgiftsnivå. Med dagens kraftpris, er det litt høyere avgiftsnivået i Tyskland den viktigste grunnen til at sluttbrukerprisen der ligger høyere enn den norske. De høyeste avgiftene finner vi i Belgia (nesten 22 €/MWh).

Alle landene i undersøkelsen deltar i EUs kvotehandelssystem, som betyr at store kraftforbrukere i industrien og petroleumssektoren er underlagt de samme kvoteforpliktelsene som sine motstykker i EU. Kraftintensive næringer som er ansett å være utsatt for CO<sub>2</sub>-lekkasje, får fri tildeling av utslippskvoter som dekker en stor andel av deres behov.

Etableringen av EU ETS har resultert i økte elektrisitetspriser gjennom at kraftverk som produserer strøm fra fossile energikilder, må kjøpe kvoter for å dekke utslipp av klimagasser. Kostnaden overføres til kundene i form av høyere strømpriser. EU har vedtatt retningslinjer for statsstøtte som gir mulighet for å kompensere industrien for slike indirekte kvotekostnader, som alle landene i undersøkelsen har implementert. Den årlige kompensasjonen avhenger av EUs kvotepris, og kan variere mellom land avhengig av hvordan den nasjonale ordningen er utformet. Norge innførte CO<sub>2</sub>-kompensasjonsordning i 2013.

Kraftkrevende industri kan også bli pålagt energi- og klimarelaterte avgifter som ikke er direkte relatert til kraftforbruket, slik som CO<sub>2</sub>-avgift på bruk av drivstoff, avgift på utslipp av NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub>, med videre. Norge har innført slike avgifter, men gir fritak ned til EUs minstesats for forbrukere som inngår i kvotepiktig sektor, dvs. de fleste store forbrukere. Et unntak er petroleumssektoren, der Norge har innført en spesifikk CO<sub>2</sub>-avgift.

Bedriftsskattesatsen er på vei nedover i mange av landene i undersøkelsen. Med en sats på 22 % ligger Norge på nivå med de øvrige nordiske landene og Nederland, og den laveste skattesatsen i Tyskland (for selskaps- og handelsskatt tilsammen). Storbritannia, med 19 % (17 % fra 2020) ligger lavest, mens Belgia og Frankrike ligger høyest med hhv. 29 % og 28 - 33 %. Belgia og Frankrike reduserer skattesatsen til henholdsvis 25 % og 28 % i 2020.

Tilgangen på faglært arbeidskraft er avgjørende for industriell produktivitet og produksjon. De to viktige indikatorene for arbeidsmarkedet er yrkesdeltakelse og arbeidsledighet. Sverige har den høyeste yrkesdeltakelsen (83,3 %), etterfulgt av Nederland og Storbritannia. Belgia har lavest yrkesdeltakelse blant de ni landene med 69,7 %, mens Norge har 76,2 %. Nederland har lavest arbeidsledighet med 3,8 %, tett fulgt av Norge med 3,9 % og Storbritannia og Danmark med 4,0 %. Tyskland ligger på 5,2 %, og Sverige, Finland og Belgia ligger rundt 6 %. Frankrike har den høyeste arbeidsledigheten med 9,1 %.

Lønnskostnadene er høyest i Norge og lavest i Storbritannia (40 % lavere enn i Norge). Gjennomsnittlige arbeidskraftskostnader per time i norsk industri var i 2018 omtrent 29 % høyere enn et handelsvektet gjennomsnitt av handelspartnerne i EU<sup>1</sup>.

### **Store kraftprodusenter**

Kraftproduksjonssammensetningen i de ni landene i undersøkelsen er svært forskjellig. Mens de nordiske landene domineres av lavutslippsteknologier som vannkraft, kjernekraft og i økende grad vindkraft, er termisk produksjon basert på fossile brensel som kull og gass fortsatt viktig på kontinentet og i Storbritannia. Bildet er imidlertid i endring – kullkraft fases ut gjennom lovgivning i de fleste land, kjernekraft bygges ned i Tyskland, men er en del av framtidens forsyningsløsning i Frankrike, Storbritannia og Finland, og fornybar kraftproduksjon i form av vind- og solkraft vokser kraftig i hele regionen.

Støtteordningene som er utviklet for kraftproduksjon, har to hovedformål: bedre forsyningsikkerhet og økt andel fornybar energi i produksjonssammensetningen. Innføring av kapasitetsmekanismer for å sikre at det er nok regulerbar produksjonskapasitet til å møte etterspørselen etter kraft når det er lite vind og sol, slik vi har sett i Storbritannia, Frankrike og Belgia, er et eksempel på det første. Støtte til ny kjernekraft er også i stor grad motivert

---

<sup>1</sup> (NOU, 2019 :6)

av forsyningssikkerhetshensyn. Andre støtteordninger i de relevante landene er innrettet for å fremme fornybar energi, og kommer grovt sett i to former:

- Sertifikatmekanismer, der kvalifisert, fornybar kraftproduksjon mottar sertifikater som forbrukere er pålagt å kjøpe, slik vi har i Norge og Sverige, i Belgia, og fram til 2017 også i Storbritannia.
- Innmatingstariffer basert på Contracts for Difference (CfD, avtale om forskjellskompensasjon), som er i ferd med å bli hovedmodellen i de andre landene (inkl. Storbritannia). Avtalene og støttebeløpene er i økende grad basert på anbudsutlysninger og auksjoner.

Finland er det eneste landet i undersøkelsen som i dag ikke har støtteordninger for modne, fornybare kraftproduksjonsteknologier. Norge blir neste land ut når vi avslutter elsertifikatordningen i 2021.

Nettkostnadene som belastes kraftproduksjon er relativt lave, mellom 0,5 og 2,2 €/MWh. Norge ligger imidlertid i toppskiktet av landene i undersøkelsen. Det er bare Storbritannia som har høyere gjennomsnittlig nettkostnad enn Norge for kraftprodusenter.

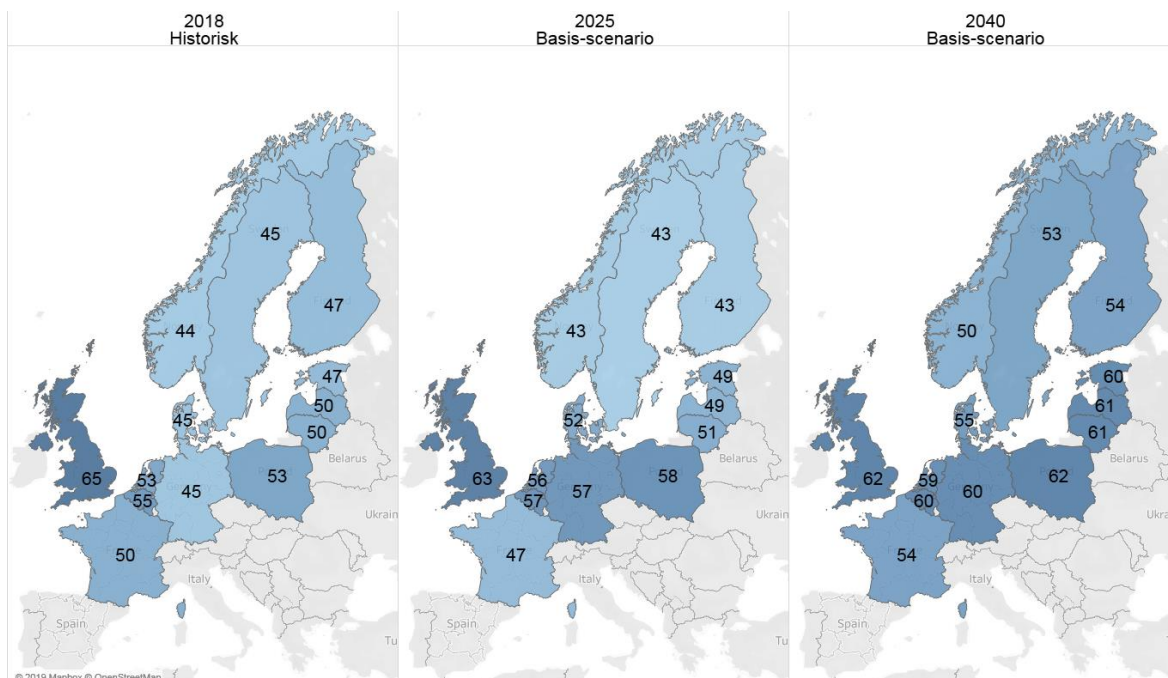
Som en generell regel er det ingen spesifikk beskatning av kraftproduksjon i EU. Kraftprodusenter betaler vanlig selskapsskatt, samt eiendomsskatt i land der det er relevant. I Norge, Sverige og Finland kan kommuner ilegge kraftprodusenter en høyere eiendomsskatt enn øvrig næringsliv. I Norge står dessuten vannkraftproduksjon overfor flere sektorspesifikke skatter og avgifter. I tillegg til selskaps- og eiendomsskatt, betaler de grunnrenteskatt, naturressursskatt, og konsesjonsavgift, og må i mange tilfeller selge konsesjonskraft til produksjonskostnad. Det totale skattetrykket for stor vannkraft har de siste årene ligget på rundt 60 % av resultat før skatt, konsesjonsavgifter og konsesjonskraft, hvilket er betydelig høyere enn for kraftproduksjon i de øvrige landene i undersøkelsen. Vindkraft og andre kilder til kraftproduksjon i Norge er bare underlagt vanlige skatter; dvs. selskapsskatt og eiendomsskatt.

### ***Utvikling av kraftprisen mot 2040***

Figur 3 viser kraftprisprognoser beregnet i Basis-scenarier for OED for 2025 og 2040 i et normalår, sammenlignet med historiske strømpriser fra 2018. Prisene vist for Sverige, Norge og Danmark er gjennomsnittet av områdeprisene.



**Figur 3 – Forventet kraftpris i Norden og tilgrensede områder, Basis-scenario og historisk (€/MWh, realverdi 2018)**



Kilde: Pöry Management Consulting.

Prisene på kontinentet er generelt forventet å øke på lang sikt, grunnet høyere marginalkostnad for gasskraftverk. Selv om det bygges ut mer fornybar kraftproduksjon, vil det fortsatt være mange timer der gasskraft er prissettende på kontinentet. Prisutviklingen på kontinentet påvirker kraftprisene i det nordiske markedet – både direkte gjennom kraftutveksling, og indirekte gjennom at kontinentale priser setter alternativkostnaden for nordisk vannkraft. Selv om Norden utvikler et kraftoverskudd gjennom markedsbaserte investeringer i vindkraft og ny kjernekraft i Finland, er dette ikke nok til å motvirke fullt ut den generelle trenden av en langsiktig økning i kraftpriser på kontinentet.

I gjennomsnitt har den nordiske kraftprisen vært 38 €/MWh siden 2010. Vi forventer at den nordiske kraftprisen vil ligge rundt 44 €/MWh i 2025 og 52 €/MWh i 2040 for et normalår (gjennomsnitt av alle de nordiske områdeprisene).

Vi har gjennomført tre sensitivitetsanalyser, der vi har utforsket effekten av henholdsvis høyere brenselprisforventninger, en tettere integrasjon mellom Norden og kontinental-Europa inkludert Storbritannia, og høyere fornybarutbygging enn hva vi har forutsatt i Basis-scenarioet på kraftprisen i 2040:

- **Høyere brenselpriser:** En økning i kortsiktig marginalkostnad (SRMC) for gasskraft på 7 €/MWh og i SRMC for kullkraft på 8 €/MWh øker kontinentale kraftpriser med rundt 5 €/MWh sammenlignet med Basis-scenarioet. Den norske kraftprisen øker noe mindre, med ca. 4 €/MWh i gjennomsnitt.
- **Tettere integrasjon:** En utbygging av tre nye kabler ut av Norden, med en samlet kapasitet på 2,8GW, øker nordiske områdepriser med rundt 2 €/MWh i gjennomsnitt.
- **Mer fornybarutbygging:** Dersom vi øker fornybarutbyggingen i Norden med 50 % mellom 2025 og 2040 (uten å bygge mer infrastruktur for kraftoverføring), vil de nordiske kraftprisene bli redusert med fra 7 til 14 €/MWh, avhengig av prisområde.

### *Implikasjoner for sluttbrukerprisene i 2040*

Engrosprisen for strøm er relativt lav i Norge og de øvrige nordiske landene sammenlignet med de fleste land på kontinentet og Storbritannia. 2018 var et relativt tørt år, og kraftprisen i Norden lå rundt 7 €/MWh over gjennomsnittet for de foregående 10 årene, mens den hittil i 2018 er mer normal.

I Basis-scenariet er gjennomsnittlig prisforskjell mellom Norge og de øvrige landene 7,1 €/MWh i 2040. Selv om det absolutte prisnivået er forskjellig i sensitivitetene, er prisforskjellen mellom land mindre påvirket. I Brensel-sensitiviteten er forskjellen i gjennomsnitt 7,8 €/MWh, og i IC-sensitiviteten er den 5,6 €/MWh, altså bare 1,5 €/MWh lavere enn i Basis. Kun i RES-sensitiviteten er det en vesentlig endring i forholdet mellom land, med en prisforskjell mellom Norge og de øvrige landene på 13,8 €/MWh.

Betydningen av de økende prisforskjellene for sluttbrukerprisen avhenger av om man ser på husholdninger eller store forbrukere, ettersom spotprisen utgjør en mye større andel av totalkostnaden for store forbrukere.

#### *Husholdninger*

En økning på noen få euro i spotpris (12 % i gjennomsnitt fra 2018 til 2025 og 15 % til 2040) ha en langt lavere prosentvis effekt på sluttbrukerprisene til husholdninger (1 % i 2025 og 3 % i 2040). Selv om økningen i spotpris er ulik i de ulike landene, er andelen den utgjør i sluttbrukerprisen for liten til at det endrer bildet. Norge fortsetter å ha de laveste sluttbrukerprisene for husholdninger gjennom hele perioden.

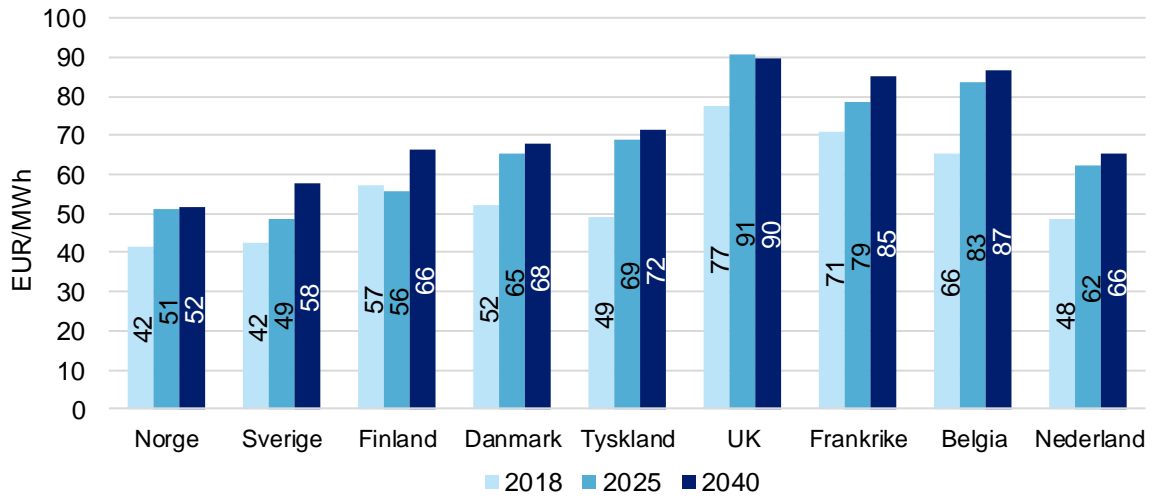
#### *Store forbrukere*

Spotprisen utgjør en vesentlig større andel av sluttbrukerprisen for store forbrukere. Effekten av en økning i spotpris er derfor langt større enn for husholdninger. Basisåret i sammenligningen for store forbrukere er 2019 (årets 9 første måneder). Gjennomsnittlig kraftpris i de ni landene øker med 28 % til 2025 og 40 % til 2040 i Basis-scenariet, mens forskjellen i sluttbrukerpris mellom Norge og de øvrige landene øker med henholdsvis 20 % og 28 %. Det er forskjeller i prisutvikling mellom landene, men med unntak av Sverige og Frankrike fram til 2025, og Finland gjennom hele perioden, så øker forskjellene i sluttbrukerpris for store forbrukere mer i andre land enn i Norge. Norge opprettholder og delvis styrker dermed sin posisjon som et attraktivt vertsland for kraftintensiv industri.

Kraftprissensitivitetene som er gjennomført, endrer ikke dette bildet. Som påpekt i innledningen er de kun små endringer i relativ kraftpris mellom land i Brensel- og IC-sensitivitetene. RES-sensitiviteten, der prisforskjellen mellom Norge og øvrige land øker betydelig, vil bidra til å styrke Norges konkurranseposisjon.

Figur 4 viser utvikling i sluttbrukerpriser for store forbrukere i Basis-scenariet fra 2019 til 2025 og 2040.

Figur 4 – Utvikling i sluttbrukerpriser for store forbrukere (€/MWh, realverdi 2018)



# 1. INTRODUKSJON

## 1.1 Oppdraget

Olje- og energidepartementet (OED) har gitt Pöyry Management Consulting (Pöyry) i oppdrag å utvikle en oversikt over rammevilkår og prisutvikling i kraftmarkedet i Norge og Nord-Europa. Målsetningen med oppdraget er å kartlegge nåsituasjonen og studere utviklingen i kraftmarkedet ved å:

- Kartlegge sluttbrukerpriser og rammevilkår, herunder
  - Beskrive og kvantifisere de ulike elementene i sluttbrukerprisene for husholdninger og store forbrukere
  - Beskrive rammevilkår for store forbrukere og store kraftprodusenter
- Analysere utviklingen i kraftmarkedet framover, herunder
  - Utvikle kraftprisprognoser fram til 2040, og drøfte de vesentligste usikkerhetene i markedet
  - Analysere betydningen av at Norge og Norden blir tettere koblet mot kontinentet og Storbritannia
- Diskutere implikasjoner av kraftprisutviklingen for sluttbrukerpriser, forutsatt at nettkostnader, skatter og avgifter forblir uendret

Analysen har fokusert på utvalgte land i Nord-Europa, som Pöyry vurderer som sentrale i forhold til utviklingen i de nordiske kraftprisene – Norden, inklusive Norge, Sverige, Danmark og Finland, Storbritannia, Tyskland, Frankrike, Belgia og Nederland.

### 1.1.1 Sluttbrukerpriser og rammevilkår

Innenfor samme land vil ulike kategorier sluttbrukere betale forskjellig pris for strøm på grunn av ulike forbruksprofiler, nettariffer, avgifter osv. Vanligvis har husholdninger høyere sluttbrukerpriser enn industrien. Videre har ulike industribransjer ulik energiintensitet. I noen, slik som aluminiumsproduksjon, er kraftkostnadene en veldig stor andel av industriens samlede kostnader, og derfor helt avgjørende for valg av lokalisering. I andre utgjør kraftkostnadene en ubetydelig andel. De fleste store kraftforbrukere er å finne i kraftintensiv industri.

I sammenligningen av sluttbrukerpriser mellom land har vi valgt å fokusere på to segmenter:

- Husholdninger, definert som den gjennomsnittlige husholdningskunden i det relevante landet. Det betyr at vi til en viss grad sammenligner husholdninger med svært ulikt forbruk.
- Store forbrukere, definert som kraftintensiv industri med et forbruk på 200 GWh/år og 6000 brukstimer i året.

Vi har gjennomført en mer omfattende analyse av rammevilkår kun for store forbrukere og kraftprodusenter.

### 1.1.2 Kraftmarkedsanalyse

Kraftmarkedsanalysen er gjennomført for et scenario utarbeidet spesielt for OED (Basis-scenario) for 2025 og 2040. Alle forutsetninger, med unntak av brensel- og CO<sub>2</sub>-priser som kommer fra International Energy Agency (IEA), er Pöyry's egne. Vi forutsetter 70 % reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp sammenlignet med 1990 i hele energisektoren, og at kraftsektoren

står for den største delen av jobben. Dette er et krevende scenario med tanke på avkarbonisering, selv om det innebærer at COP21-målene ikke nås i 2050.

I tillegg til å beregne kraftprisprognoser i Basis-scenariot, drøfter vi langsiktige politiske, økonomiske og teknologiske trender, samt de viktigste usikkerhetene knyttet til utviklingen i kraftmarkedene i Nord-Europa, gjennom tre sensitivitetsanalyser som er gjennomført for 2040.

## 1.2 Rapportens struktur

Vi har valgt å presentere sluttbrukerpriser og rammebetingelser segment for segment:

- Kapittel 2 presenterer sluttbrukerpriser og beskriver priselementer for husholdninger
- Kapittel 3 presenterer sluttbrukerpriser og beskriver priselementer og rammebetingelser for store forbrukere
- Kapittel 4 beskriver rammebetingelser for store kraftprodusenter

Videre presenteres kraftmarkedsanalysen i kapittel 5, før vi i kapittel 6 diskuterer hvordan utviklingen i kraftpriser fram mot 2040 vil påvirke sluttbrukerprisene.

Mer detaljert informasjon om priskomponenter og rammevilkår i det enkelte land er inkludert i Annex A - Annex C. I Annex D gir vi en nærmere beskrivelse av våre markedsmodeller.

## 2. HUSHOLDNINGER: SLUTTBRUKERPRISER

### 2.1 Innledning

Den andelen som kraftkostnadene utgjør av totalbudsjettet i husholdningene varierer sterkt fra land til land. Dette kan delvis forklares med ulikt forbruk. Noen steder, slik som i Norge og Frankrike, brukes elektrisitet til romoppvarming, mens andre steder brukes den i hovedsak bare til formål som ikke kan dekkes av andre energibærere. Variasjonen kan også til dels forklares ut fra ulik sluttbrukerpris, spesielt pga. forskjeller i avgiftspolitikken. Som hovedkilde til husholdningsprisene har vi brukt Eurostat, men tallene er verifisert med lokale statistikkilder og Pöyrys markedsinnsikt.

Sluttbrukerprisene har tre hovedkomponenter:

- i. Forsyningskostnader, dvs. den prisen en betaler til kraftleverandøren.
- ii. Nettkostnader, som en betaler til nettoperatørene (TSO og DSO) for å dekke deres kostnader for å bygge, vedlikeholde og drifte kraftnettet.
- iii. Avgifter mm., som vanligvis betales til stat eller kommune. Disse kan være fiskale, med formål å skaffe penger til statskassen (f.eks. forbruksavgift på strøm), eller ha et bestemt formål (f.eks. støtte til fornybar produksjon).

I dette kapittelet sammenligner vi sluttbrukerprisene som husholdningene betaler i ni land: Norge, Sverige, Danmark, Finland, Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Belgia og Nederland.

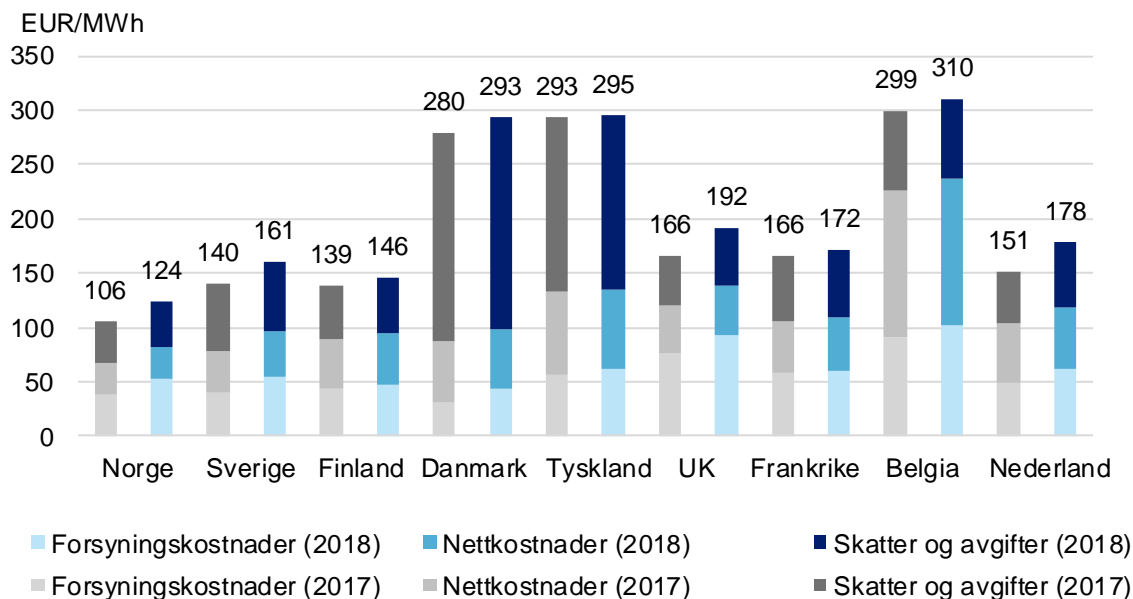
### 2.2 Kraftpriser til husholdninger

I 2018 varierte sluttbrukerprisen for husholdninger i de ni landene i undersøkelsen fra 124 €/MWh i Norge til 310 €/MWh i Belgia. Figur 5 viser komponentene i husholdningsprisen i 2017 og 2018 i alle de ni landene. I 2018 hadde Danmark de laveste forsyningskostnadene (44,1 €/MWh), mens Norge og de øvrige nordiske landene fulgte med cirka 50 €/MWh. Storbritannia hadde de høyeste forsyningskostnadene (92,2 €/MWh).

Belgia hadde de høyeste nettkostnadene; med 134,3 €/MWh utgjorde de 43 % av husholdningsprisen. Norge var i den andre enden av spekteret, med nettkostnader på 30 €/MWh, noe som utgjorde 24 %. Inkludert merverdiavgift (mva) var skatter og avgifter lavest i Norge med 42 €/kWh, fulgt av Finland med 50,6 €/MWh. Danmark lå i den høye enden av skalaen, med 195,3 €/MWh utgjorde skatter og avgifter 67 % av den totale sluttbrukerprisen.

I avsnittene nedenfor ser vi nærmere på hver av de tre komponentene i husholdningsprisene og sammenligner dem mellom land. En mer inngående beskrivelse av prislelementer og rammebetingelser i hvert enkelt land finnes i Annex A

**Figur 5 – Sammensetning av sluttbrukerpris til husholdninger, 2017 og 2018**



Kilde: Eurostat, nasjonale energimyndigheter, nasjonale statistikkbyrå

### 2.2.1 Forsyningskostnader

Forsyningskostnadene utgjør mellom 15 og 50 % av husholdningsprisene, og av dette utgjør strømprisen mellom 50 og 100 %. I Danmark, Tyskland og Belgia utgjør forsyningskostnadene en mindre del av totalprisen enn i de andre landene.

I landene som analyseres tilsvarende strømprisen vanligvis prisen i døgnmarkedet. Frankrike er et unntak; her er tariffene for husholdninger fortsatt regulerte. I de fleste andre land kjøper leverandørene kraften i døgnmarkedet og sikrer prisen i finansielle forwardmarkeder. Prisnivået ved kontraktsinngåelse er derfor relatert til forventet døgnmarkedspris. En stor del av kontraktene har en pris som blir fastlagt for en periode, ofte et år, ved kontraktsinngåelse. Norge er et unntak her; 75 % av husholdningskontraktene har en kraftpris som på ulike måter er knyttet til døgnmarkedsprisen og bare 2 – 3 % har fastpriskontrakter. Til sammenligning har bare 10 % av kontraktene i Finland variabel pris.

I tillegg til strømprisen inneholder forsyningskostnadene andre elementer: leverandørens utgifter til grønne sertifikater, kapasitetskostnader, balansekostnader, detaljhandelsmarginer, osv. Forsyningssystemene og støttesystemene for fornybar kraft har ulik struktur i ulike land. I noen land kan noen kostnadskomponenter være eksplisitte, i andre implisitte. Vi følger de valgene som Eurostat har gjort. Avhengig av hvem som betaler dem, kan de havne i ulike hovedkomponenter i ulike land, noe som gjør det vanskelig å sammenligne nivåene direkte.

Sertifikatforpliktelser inngår i forsyningskostnadene. Norge og Sverige et felles sertifikatmarked som støtter utviklingen av fornybar kraft i Norge og Sverige. I Storbritannia og Belgia har leverandørene kjøpsplikt for fornybar elektrisitet, og dette utgjør alene 40 % av forsyningskostnadene. I Frankrike, Belgia og Nederland belastes leverandørene med et fast gebyr som utgjør en del av forsyningskostnaden. Denne inneholder også en kapasitetskostnad i Frankrike og eksplisitte kostnader for balansetjenester og overføringstap i Storbritannia.

Som vi kan se i Figur 5, har de nordiske landene den laveste forsyningskostnaden av de ni landene som er analysert. Det skyldes i hovedsak at engrosprisen på elektrisitet i Norden er lavere enn på kontinentet og i Storbritannia, men også at støtte til fornybar energi utgjør en større andel – fornybarstøtte for eksempel 10,2 €/MWh i Belgia og 92,2 €/kWh i Storbritannia.

### 2.2.2 Nettkostnader

Husholdningene er knyttet til det laveste spenningsnivået i distribusjonsnettet, men bruker selvsagt også overføringsnettet, som overfører energien fra produsent til forbrukere, ofte på tvers av landegrensene. Nettkostnadene for husholdninger gjenspeiler derfor overføringskostnadene i tillegg til distribusjonskostnadene.

Nettkostnadene varierer mellom ulike områder i alle land som analyseres, unntatt Frankrike. Et stort antall regionale og lokale nettselskaper har ulike kostnader og priser. I Norge kan nettkostnadene variere fra 20 til over 70 €/MWh. I Frankrike er det én landsdekkende nettariff. Belgia har på den andre siden har en stor variasjon i nettkostnadene i de to hovedregionene. I Flandern varierer tariffene mellom 37 og 144 €/MWh, mens spredningen i Vallonia er 69 – 115 €/MWh.

Belgia har de høyeste nettkostnadene, som med 134,3 €/MWh utgjør 43 % av den totale sluttbrukerprisen. Norge er i den andre enden av spekteret, med nettverkskostnader på 30 €/MWh som utgjør 24 % av sluttbrukerprisen.

### 2.2.3 Skatter og avgifter

Skatter, avgifter og merverdiavgift utgjør resten av sluttbrukerprisen. Antall komponenter i skatte- og avgiftselementet varierer mellom land. Mens de nordiske landene har få, har land som Tyskland og Belgia en detaljert kategorisering.

EUs energiskattedirektiv definerer minimumsnivåer for avgifter på forbruk av elektrisitet for medlemslandene. Nasjonale avgifter varierer mellom land, og kan avvike vesentlig fra minimumsnivåene. For husholdninger har alle landene som er dekket i undersøkelsen av høyere forbruksavgift for strøm enn minimumssatsen<sup>2</sup>. I absolutte tall er den høyest i Danmark; 122 €/MWh utgjør 42 % av den sluttbrukerprisen. I Norge er den 16,2 €/MWh for husholdninger.

I de fleste land er støtte til utvikling av fornybar en del av nettkostnadene, bortsett fra Norge, Sverige og Belgia, hvor dette er inkludert i forsyningskostnadene. EEG i Tyskland og ODE i Nederland er eksempler på dette. Storbritannia inkluderer også kostnader til finansiering av feed-in-tariffer, som er en støtte mekanisme til distribuerte solpaneler. I absolutte tall har Tyskland det høyeste kostnaden til fornybarstøtte; 72,3 €/MWh utgjør 24 % av den totale sluttbrukerprisen.

Frankrike, Belgia, Tyskland og Storbritannia spesifiserer også avgifter til finansiering av andre formål i sluttbrukerprisen, bl.a. pensjoner til ansatte i elektrisitets- og gass-sektoren i Frankrike, nedlegging av kjernekraft og drift av strategiske reserver i Belgia, og drift av kapasitetsmekanismen i Storbritannia.

Merverdiavgiften er høyest i Norden og i Frankrike med om lag 25 %, like under 20 % i det kontinentale Europa, og lavest i Storbritannia med bare 5 % for strøm. Inkludert merverdiavgift er skatt- og avgiftskomponenten lavest i Norge på 42 €/MWh, fulgt av Finland på 50,6 €/MWh. Danmark ligger høyest med 195,3 €/MWh, hvilket utgjør 67 % av den totale sluttbrukerprisen for husholdninger.

---

<sup>2</sup> (EC, 2019)



### 3. STORE FORBRUKERE: SLUTTBRUKERPRISER OG RAMMEBETINGELSER

Industriproduksjon er en stor bidragsyter til et lands økonomi. I Europa står industrien for 80 % av eksporten og storparten av den private innovasjonsvirksomheten, og gir gode arbeidsplasser til innbyggerne<sup>3</sup>.

Mye av industrien, og særlig den kraftintensive, konkurrerer i et globalt marked, og konkurranseevnen er avhengig av globalt sammenlignbare priser på innsatsfaktorer, likeverdig skattenivå, og gode forhold i arbeidsmarkedet. I dette kapitlet gir vi en oversikt over rammebetingelsene for kraftintensiv industri i de ni landene i undersøkelsen, inkludert en oversikt over ulike skatteregimer som påvirker næringene, samt en oversikt over arbeidsmarkedene.

#### 3.1 Sluttbrukerpriser

For mange kraftintensive næringer er elektrisitet den viktigste konkurranseparameteren, og kraftpris er avgjørende når de bestemmer lokalisering av ny kapasitet. I Norge varierer elektrisitetskostnadens andel av driftskostnadene for kraftintensiv industri mellom 6 og 19 %<sup>4</sup>, noe som er sammenlignbart med arbeidskraftskostnadene. Strømprisene har derfor en stor innvirkning på konkurranseevnen til næringen.

Industristrukturen i de ni landene svært forskjellig. Dessuten er definisjonen av kraftintensiv industri ulik, slik at tilgjengelig prisstatistikk ikke så lett kan sammenlignes. Vi har derfor valgt å bruke en nedenfra og opp-tilnærming i sammenligningen av sluttbrukerpriser. En stor, kraftintensiv forbruker er definert som en virksomhet som

- har et årlig forbruk på 200 GWh og en brukstid mer enn 6000 timer er år,
- er koblet til et spenningsnivå på 110kV eller høyere, og
- nyter godt av eventuelle gunstige betingelser som gjelder for kraftintensiv industri i det enkelte land.

Der det er aktuelt er de faste gebyrene og rabattene som mottas av kraftintensiv industri, spredt utover 200 GWh for å gi sammenlignbare tall. Prisdataene som brukes er gjennomsnittet av de første ni månedene av 2019, mens nettariffer, skatter og avgifter er per oktober 2019. I noen land, som for eksempel Norge og Sverige, avhenger nettariffen av lokalisering i nettet. Vi har i slike tilfeller forsøkt å benytte en representativ eller gjennomsnittlig forbruker.

Som for husholdninger, er elektrisitetsprisen for store forbrukere delt opp i tre komponenter: forsyningskostnader, nettkostnader og avgifter mm<sup>5</sup>. Også her varierer andelene komponentene utgjør av totalprisen mellom land. Detaljer rundt priskomponentene og en mer inngående beskrivelse av rammebetingelser i hvert enkelt land finnes i Annex B.

Figur 6 gir en sammenligning av prisene for en «standardisert» kraftintensiv bruker, som forklart ovenfor. Prisene varierer mellom 41,7 €/MWh i Norge og 77,4 €/MWh i Storbritannia. Forsyningskostnadene består nesten utelukkende av spotprisen, som gjennomgående er lavere i Norden enn på kontinentet og i Storbritannia. Hittil i 2019 er den lavest i Tyskland, Norge og Sverige og høyest i Storbritannia. Nettkostnadene er lavest i Norge og

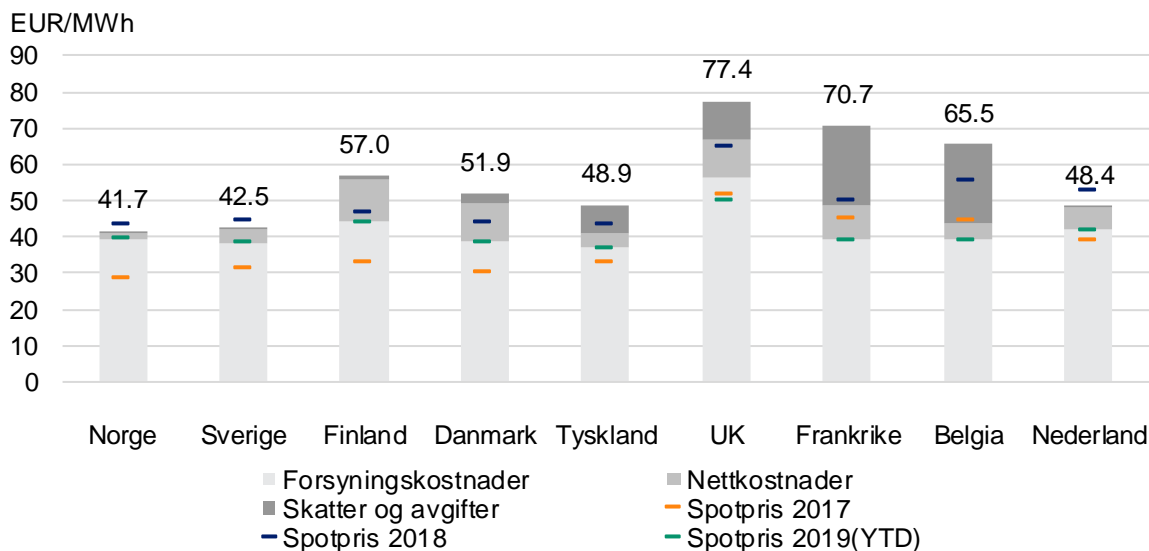
<sup>3</sup> [https://ec.europa.eu/growth/industry\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry_en)

<sup>4</sup> (NVE, 2013)

<sup>5</sup> Kostnader for balansetjenester er også en del av sluttbrukerprisen i noen land. De er vanligvis under 0,5 €/MWh, med unntak av Storbritannia hvor de er nesten 4 €/MWh. De er ekskludert i denne analysen for enkelhets skyld.

høyest i Finland, blant annet på grunn av de reduserte nettariffene som store forbrukere med høy brukstid har fordel av i Norge. Skatter og avgifter er også de laveste i Norge (rundt 0,5 €/MWh), mens de er de høyeste i Belgia (nesten 22 €/MWh).

**Figur 6 – Sammensetningen av kraftprisen for kraftintensiv industri**



Kilder: Eurostat, nasjonal statistikk, analyse fra Pöyry

### 3.1.1 Forsyningskostnader

Sammen med England og Wales, var Norge i 1991 det første landet i Europa som deregulerte kraftmarkedet<sup>6</sup>. Kraftbørsen hadde da fungert i 20 år som en handelsplass for kraftprodusentene og kraftintensiv industri. Den ble i 1991 åpnet for alle aktører, og etter hvert har alle, inkludert husholdninger, adgang til kraft til børspris<sup>7</sup> (selvsagt med tillegg for transport, avgifter osv.).

Norsk kraftintensiv industri har lang erfaring med innkjøp av kraft over bilaterale, fysiske kontrakter (PPA) og over børs sikret med finansielle kontrakter. De fleste var balanseansvarlige og fullverdige markedsaktører fra begynnelsen. Det nordiske kraftmarkedet har fungert godt i 20 år, og de fleste større, nordiske industriaktørene er aktivt med.

Alle land som blir analysert i denne rapporten er en del av det europeiske kraftmarkedet. For større aktører som handler direkte i engrosmarkedet fungerer det stort sett bra. Kraftintensiv industri kan anskaffe kraft enten direkte gjennom spotkontrakter (da som oftest sikret med terminkontrakter) eller gjennom bilaterale fysiske kontrakter direkte med kraftprodusenter. Selv om produksjon og engrosforsyning er en del av kraftmarkedet, er Frankrike et spesielt tilfelle. EDF-i, som stor grad er statseid, er forpliktet til å selge om lag 100 TWh av sin årlige produksjon til en regulert pris på 42 €/MWh<sup>8</sup>. Store, franske kraftforbrukere kan også kjøpe kraft fra markedet. Selv om den regulerte prisen i Frankrike har vært noe lavere enn markedsprisen for 2017 og 2018, betaler sluttbrukerne i alle land en pris som stort sett følger markedet.

<sup>6</sup> <https://history.vattenfall.com/power-to-the-people/role-model-for-european-deregulation>

<sup>7</sup> <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>

<sup>8</sup> <https://www.edf.fr/entreprises/electricite-gaz/le-benefice-arenh> (på fransk)

Døgnmarkedsprisene svinger fra dag til dag som en følge av variasjoner i tilbud (særlig pga. nedbør, vind og solinnstråling) og etterspørsel (pga. bl.a. temperatur og industriaktivitet). I næringer som hovedsakelig konkurrerer i et nasjonalt eller europeisk marked er dette vanligvis ikke en stor grunn til bekymring, siden alle konkurrenter stort sett forsynes i samme marked. I næringer hvor elektrisitetskostnadene utgjør en betydelig andel av driftsutgiftene og som konkurrerer i et globalt marked, derimot, kan denne usikkerheten være foruroligende. Kraftkrevende næringer har derfor vanligvis sikret prisen på en stor andel av sitt strømforbruk i langsiktige, bilaterale kontrakter med kraftprodusenter eller gjennom langsiktige finansielle kontrakter. I Norden har slike kontrakter ofte vært knyttet til vannkraft. I det siste har vi sett eksempler på bilaterale kontrakter med basis i vindkraft. Kontrakter med store kraftforbrukere har vært viktige for å sikre gunstig finansiering av investeringer i vindparker i Norge og Sverige, for eksempel Fosen og Markbygden vindparker med Norsk Hydro, og Kvittfjell & Raudfjell og Øyfjellet med Alcoa. Med et fradrag i prisen som reflekterer den såkalte kannibaliseringen (reduksjonen i kraftverdien som følge av at prisene stort sett er lave når det blåser mye), forventes de bilaterale kontraktene knyttet til vindkraftprosjekter å være nær knyttet til døgnmarkedsprisene. Forsyningskostnadene for industrien antas derfor å være nær døgnmarkedsprisene.

Hittil i 2019 har Tyskland de laveste døgnmarkedsprisene (36,9 €/MWh). Sverige, Danmark og Norge ligger rett over. I Norge og Sverige utgjør døgnmarkedsprisen mer enn 90 % av den totale sluttbrukerprisen, mens den i Tyskland utgjør 44 %. Den gjennomsnittlige årlige døgnmarkedsprisen i Norge fra januar 2017 til september 2019 er 37,2 €/MWh. Dette er det laveste blant alle land som er analysert. I samme periode var prisen i Storbritannia den høyeste, i snitt 55,5 €/MWh.

### 3.1.2 Nettkostnader

Næringskunder er stort sett koblet til et middels eller høyt spenningsnivå i nettet, dvs. enten direkte til overføringsnettet eller til regionalnettet. På grunn av det store volumet er ingen industrianlegg knyttet til distribusjonsnettet.

I analysen har vi forutsatt at kraftintensive næringer enten er knyttet direkte til overføringsnettet og betaler sentralnettstariffen, eller til regionalnettet og betaler regionalnettstariffen. I Sverige er de fleste kraftintensive brukere knyttet til regionalnettet (70 – 130 kV). Strukturen i regionalnettstariffene ligner på sentralnettstariffene, men er selvsagt høyere siden de også skal bidra til sentralnettet. Etersom regionalnettstariffene kan variere mye ofte mellom regioner i et land, har vi i prissammenligningen valgt å kun inkludere sentralnettstariffen.

I alle land inneholder nettstariffen et kapasitetsledd som betales per MW. De fleste lands tariffmodell inneholder også et energiledd som belastes på MWh-basis for mengden energi som leveres. I Finland, Frankrike, Belgia og Nederland inneholder tariffen også en spesifisert tariff for toppbelastningskraft på mellom 0,14 €/MWh og 1,6 €/MWh. I Finland, Belgia og Frankrike spesifiserer tariffen også kostnader for reaktiv effekt.

Flere land har spesifiserte elementer i tariffen dekker overføringstap og/eller gir direkte insentiver til lokalisering som bidrar til å redusere tap. I Norge skjer dette gjennom marginaltapsleddet, som i noen situasjoner kan medføre at nettstariffen blir negativ (altså en inntekt til forbruker). Også i Sverige kan energileddet være positivt eller negativt avhengig av tilkoblingspunkt. I noen land har man valgt å synliggjøre andre kostnader i tariffen. Belgia har for eksempel identifisert kostnader for å tilrettelegge for nasjonal og europeisk markedsintegrering.

Flere land gir store rabatter til store forbrukere. I Norge kan effektleddet reduseres på to måter: For store kraftforbrukere basert på ulike kriterier (en reduksjon på opptil 75 %) og for samlokalisering av produksjon og forbruk med en maksimal rabatt på 40 %. I Tyskland kan

reduksjonen i nettariffene variere mellom 80 og 90 % for forbruk på mer enn 7 til 8 tusen timer i året. I Frankrike kan reduksjonen variere mellom 5 og 20 % basert på forbruksprofil, årlig volum og antall brukstimer<sup>9</sup>.

I absolutte tall varierer en representativ nettariff i sentralnettet mellom 1,8 €/MWh i Norge og 11,4 €/MWh i Finland. Reduksjonen i nettariffen har en betydelig innvirkning på kostnaden. Uten reduksjon i effektleddet ville for eksempel sluttbrukerprisen i Norge være 4,6 €/MWh eller 11 % høyere. I Tyskland ville sluttbrukerprisen være 16,4 €/MWh eller 34 % høyere uten reduksjon i nettariffen<sup>10</sup>.

### 3.1.3 Skatter og avgifter som inngår i sluttbrukerprisen

Forskjellene i avgiftsmodell mellom land følger et lignende mønster som det vi så for husholdningene. De nordiske landene har færre enn fire elementer, mens Tyskland, Belgia og Storbritannia har en ganske detaljert kategorisering av kostnader og avgifter. I Belgia, Storbritannia og Tyskland er det de samme kategoriene for husholdninger og kraftintensiv industri, men de absolutte nivåene og andelen av totalen er forskjellige.

For kraftintensiv industri har avgiftene grovt sett to formål, fiskal elektrisitetsavgift og støtte til fornybar produksjon. Som nevnt under kapittel 3.1, er elektrisitetskostnadene en avgjørende konkurranseparameter for kraftintensiv industri. Fiskale avgifter, dvs. avgifter som ikke er begrunnet med et ønske om å korrigere markedsfeil, vil gi en uønsket svekkelse av den internasjonale konkurranseevnen. For å unngå det, gir myndighetene derfor fritak og reduksjoner i avgiftsbyrden for industri som konkurrerer internasjonalt.

#### Elektrisitetsavgifter

EUs energiskattedirektiv definerer minimumsnivåer for avgifter på forbruk av elektrisitet for medlemslandene (elavgift). Nasjonale avgifter varierer mellom land, og kan avvike vesentlig fra minimumsnivåene. Det er utstrakt bruk av fritak og rabatter, spesielt for konkurranseutsatt industri<sup>11</sup>.

Kraftintensiv industri betaler gjennomgående svært lav elavgift. Norge har en elavgift på 16,2 €/MWh for alminnelige forbrukere, men visse kraftintensive prosesser (kjemisk reduksjon, elektrolyse, metallurgiske og mineralogiske prosesser) er fullstendig fritatt, og det er sterkt redusert avgift (0,5 €/MWh) for noen sektorer, bl.a. industri- og bergverksproduksjon og datasentre med forbruk på over 0,5 MW. Også i Sverige betaler industri og datasenter større enn 0,5 MW en elavgift på 0,5 €/MWh, mens andre forbrukere betaler 32,8 €/MWh. I Nederland og Finland kan kraftintensiv industri få refundert elavgift. I Tyskland er kraftintensiv industri fritatt fra elavgift, mens annen industri kan kvalifisere til refusjon av opptil 90 % av avgiften basert på gitte kriterier.

#### Betalingsfritak for fornybarstøtte

Kraftintensive næringer har som regel fritak fra eller reduksjon i plikten til å kjøpe grønne sertifikat. I Norge og Sverige er kraftintensiv industri helt fritatt. I Storbritannia, er kraftintensiv industri 85 % fritatt. I Belgia varierer reduksjonen i sertifikatforpliktelse kvartalsvis mellom 4 og 28 % basert på forbruksnivået.

9

[https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=64C19F6C5FEC075887B7951008F7BDD3.tplgfr37s\\_1?idSectionTA=LEGISCTA000032045346&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191021](https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=64C19F6C5FEC075887B7951008F7BDD3.tplgfr37s_1?idSectionTA=LEGISCTA000032045346&cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20191021)

<sup>10</sup> Beregningene er basert på kraftintensiv industri årlig forbruk 200 GWh og over 6000 timer brukstid.

<sup>11</sup> (EC, 2019)

I alle land som skriver ut avgifter til å dekke kostnadene til fornybarstøtte, er kraftintensiv industri kvalifisert til fritak og rabatter, men strukturen varierer mellom land. I Danmark kan visse næringer kan få opptil 85 % reduksjon i bidraget til fornybarstøtte. I Belgia, varierer rabattene i bidragene til finansiering av grønne sertifikater mellom 15 og 45 %, basert på fire forbruksnivåer over 20 MWh/år. I Tyskland gis det reduksjoner til kraftintensiv industri i avgiftene som finansierer EEG (fornybarstøtte) og KWKG (støtte til kraftvarme) basert på detaljerte kriterier. På samme måte er det reduksjoner i avgiftene som dekker kostnadene for fornybarstøtte i Frankrike og Nederland.

Medregnet fritak og reduksjoner i avgiftene, utgjør avgifter den høyeste relative andelen i sluttbrukerprisen i Belgia (33 %), mens de i Norge, Sverige og Nederland utgjør 1 % av kraftpris til kraftintensiv industri. I absolutte tall er de 21,9 €/MWh i Belgia og rundt 0,5 €/MWh i Norge, Sverige og Nederland.

## 3.2 Skatter og avgifter som ikke inngår i sluttbrukerprisen

### 3.2.1 EU-ETS

Hensikten med et kvotehandelssystem for klimagasser er å gi en markedsbasert og effektiv utslippsreduksjon i alle næringer. For kraftsektoren betyr det at kraftprisen øker slik at det lønner seg å utvikle utslippfri kraftproduksjon, samtidig som kostnadene for fossilfyrt produksjon øker, slik at den benyttes mindre enn før. Da EUs kvotehandelssystem ble etablert i begynnelsen av dette århundret, var man optimister, og forutsatte at alle viktige industriland ville innføre lignende systemer, og at kvotekostnadene ville bli veltet over i prisen på globalt prisede varer som f. eks. metaller.

Som forutsatt økte kraftprisene på grunn av EU-ETS, men den internasjonale situasjonen ble ikke som antatt. Kvotehandel ble innført noen steder, men de som gjorde det, sørget for å skjerme tungindustrien, og det var ingen spor av klimapricing av råvarene. EU satte da i gang en prosess for å justere klimapolitikken. Det var stor uenighet, noen mente at en skulle satse mer på støtte til fornybar kraftproduksjon, mens andre ville innføre en kompensasjon for konkurranseutsatt industri. Resultatet ble at en gjorde begge deler: Fornybarstøtte, der industrien er fritatt for finansieringen som forklart ovenfor, og en kompensasjonsordning for industrien.

Konkurranseutsatt industri får tildelt frikvoter for sine egne utslipp etter regler fastsatt av EU og en kompensasjon for prisøkninger på kraft som skyldes kvotekostnader i kraftsektoren, men denne er finansiert av det enkelte land<sup>12</sup>. Hele EØS (EU og Efta) er med i EU-ETS, og det betyr at alle land i undersøkelsen er underlagt de samme reglene. Noen rammer er fastsatt av EU, bl.a. at kompensasjonen er underlagt det kompliserte statsstøtteregelverket, men det er opp til det enkelte land hvor mye som gis.

### 3.2.2 Miljøavgifter

EUs energiskattedirektiv definerer minimumsnivåer også for avgifter på forbruk av drivstoff/brensler brukt til transport og varmeproduksjon (oljeprodukter, kull, gass). Også her er det utstrakt bruk av fritak og rabatter, spesielt for konkurranseutsatt industri.

Norge har innført en spesifikk CO<sub>2</sub>-avgift på utslipp fra petroleumsnæringen, samt avgift for bruk av mineralolje, bensin, naturgass og LPG. Det gis imidlertid fritak for denne siste avgiften for produkter som leveres til bruk som gir kvotepliktige utslipp etter klimakvoteloven, hvilket gjelder det meste av norsk, kraftintensiv industri, ned til minimumsnivået definert av EU.

---

<sup>12</sup> (EC, 2018)

Norge, Sverige og Danmark pålegger også en avgift på lokal luftforurensning som utslipp av nitrogenoksider (NO<sub>x</sub>) og svoveloksider (SO<sub>x</sub>).

### 3.2.3 Andre skatter og avgifter

Frankrike har den høyeste bedriftsskatten, med en sats som varierer mellom 33,3 % og 28 %. Belgia har også en høy sats (29 %). Bedriftsskattesatsen i Norden varierer mellom 20 % i Finland og 22 % i Norge og Danmark. Mens bedriftsskattesatsen er lavest i Tyskland (15 %), må tyske selskaper også betale en handelsskatt på profitt etter selskapsskatt som varierer mellom 7 og 31,5 %, med et gjennomsnitt på 12 %. Storbritannia, Frankrike og Belgia har alle besluttet å redusere sine respektive selskapsskattesatser i 2020. Eiendomsskatt er en tilleggsavgift i flere land. Den pålegges i de fleste tilfeller på kommunalt nivå, og varierer derfor internt i et land. Med en maksimal sats på 0,07 % ligger norsk eiendomsskatt relativt lavt.

**Tabell 1 – Skatter og avgifter (2018)**

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Tyskland	UK	Frankrike	Nederland	Belgia
Selskaps- skatt (ny sats)	22 %	21,4 %	22 %	20 %	15 % <sup>1</sup>	19 % (17 %)	28-33 % (28 %)	20-25 %	29 % (25 %)

<sup>1</sup>Tyske selskaper må i tillegg betale en skatt på profitt etter selskapsskatt kalt handelsskatt. Satsen varierer mellom 7 % og 31,5 %, med et gjennomsnitt på 12,6 % for Tyskland  
Kilde: Skattemyndighetene i de respektive land

## 3.3 Arbeidsmarked

Tilgangen på faglært arbeidskraft er avgjørende for industriell produktivitet og produksjon. De to viktige indikatorene for arbeidsmarkedet er yrkesdeltakelse og arbeidsledighet. Et sunt arbeidsmarked gir høy yrkesdeltakelse og lav arbeidsledighet. Den internasjonale arbeidsorganisasjonen (ILO) definerer yrkesdeltakelse som andelen av en lands befolkning i yrkesaktiv alder som engasjerer seg aktivt på arbeidsmarkedet<sup>13</sup>. Det gir en indikasjon på tilbudet av arbeidskraft til produksjon av varer og tjenester. Sverige har den høyeste yrkesdeltakelsen (83,3 %), etterfulgt av Nederland med 79,6 % og Storbritannia på tredjeplass med 78,7 %. Belgia hadde lavest yrkesdeltakelse blant de ni landene med 69,7 %, mens Norge har 76,2 %. Nederland har lavest arbeidsledighet med 3,8 %, svært tett fulgt av Norge med 3,9 % og Storbritannia og Danmark med 4 %. Tyskland ligger på 5,2 %, og Sverige, Finland og Belgia ligger rundt 6 %. Frankrike har den høyeste arbeidsledigheten med 9,1 %.

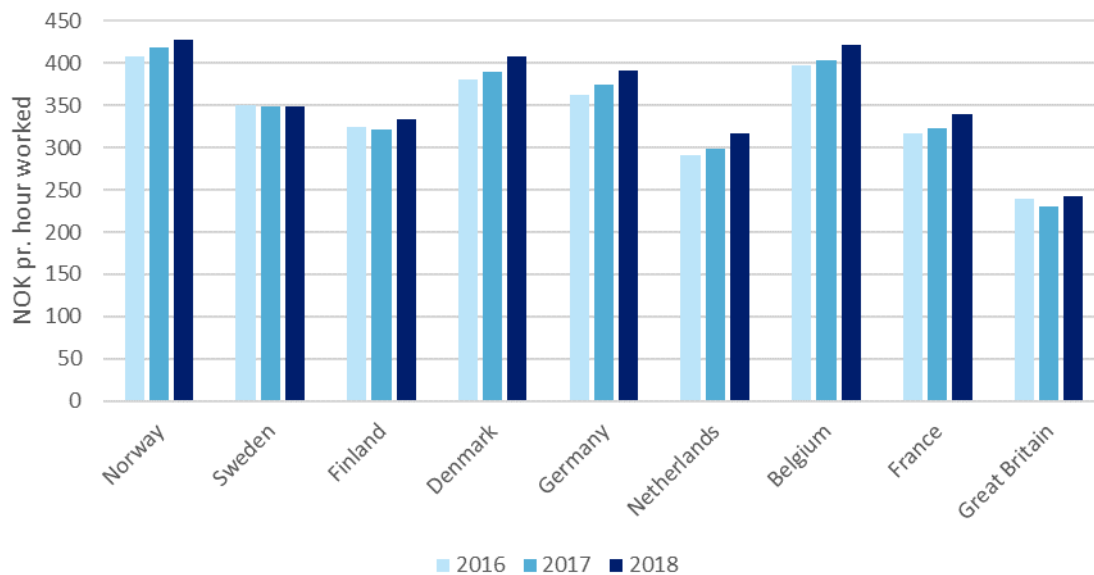
Figur 3 viser en sammenligning av lønnskostnader (direkte og indirekte, inkl. skatt, pensjon og forsikringer) i de ni landene som er analysert i denne rapporten. Som vi kan se, er lønnskostnadene høyest i Norge og lavest i Storbritannia, som ligger ca. 40 % lavere. Gjennomsnittlige arbeidskraftskostnader per time i norsk industri var anslagsvis 29 % høyere enn et handelsvektet gjennomsnitt av sine handelspartnere i EU i 2018<sup>14</sup>. Forskjellen falt betydelig etter en topp i 2011 på grunn av lavere vekstrater i norske

<sup>13</sup> [https://www.ilo.org/global/statistics-and-databases/research-and-databases/kilm/WCMS\\_422090/lang--en/index.htm](https://www.ilo.org/global/statistics-and-databases/research-and-databases/kilm/WCMS_422090/lang--en/index.htm)

<sup>14</sup> (NOU, 2019:6)

kostnader og en svak norsk krone, og har vært stabil de siste tre årene. Arbeidskraftskostnadene i Belgia er nær de norske og høyere enn i andre nordiske land.

**Figur 7 – Arbeidskraftskostnad per time**



Kilde: NOU-2019:6

## 4. STORE KRAFTPRODUSENTER: RAMMEBETINGELSER

Kraftproduksjonssammensetningen i de 9 landene i undersøkelsen er svært forskjellig, drevet av nasjonale forskjeller i ressurstilgang og energipolitikk. I Norge er vannkraft og kraftintensiv i stor grad utviklet i parallell, og veksten til de to har vært tett knyttet til hverandre. Vannkraft dominerer norsk kraftproduksjon med en andel på 95 % av total produksjon i et normalår. Dette gjør Norge til Europas største vannkraftprodusent. De andre landene har en mer mangfoldig produksjonsmiks. Sverige og Finland benytter en kombinasjon av vannkraft, kjernekraft, kraftvarmeanlegg, og i økende grad, vindkraft. Kull- og gasskraft har dominert i Tyskland, Storbritannia, Nederland og Belgia, mens Frankrike i stor grad benytter kjernekraft. Produksjonsmiksen i Europa er imidlertid i kraftig endring.

Europa leder an i arbeidet med å redusere globale klimagassutslipp. Tiltak som for eksempel EU-ETS, 'Clean energy for all Europeans' pakken, og 'Industrial Emissions' direktivet har bidratt til endringer i politikk og regelverk i EUs medlemsland som dytter dem i retning av å bli lavutslippsøkonomier. Fallende teknologikostnader for fornybar kraftproduksjon som vind- og solkraft har bidratt til å akselerere denne overgangen. Resultatet ser vi blant annet i en endret energisammensetningen i EUs medlemsland. Eksempelvis har Tysklands Energiewende har vært en ambisiøs satsing for å endre CO<sub>2</sub>-intensiteten i kraftsektoren og redusere avhengigheten av kjernekraft. I dag utgjør fornybar energi over 50 % av den tyske produksjonsmiksen. I Storbritannia har naturgass erstattet kull i kraftproduksjonen, mens andelen vind- og solkraft fortsetter å vokse. Andelen av fornybar energi vokser også i mindre kraftmarkeder som Nederland og Belgia.

Andelen vindkraft vokser raskt i alle de nordiske landene inkludert i undersøkelsen. Danmark har stått i spissen for vindkraftutvikling. I 2018 dekket vindkraft 41 % av den totale strømbehovet i Danmark.

Tabell 2 gir en oversikt over produksjonssammensetningen i de ni landene (årlig kraftproduksjon).

**Tabell 2 – Kraftproduksjon i 2018 (TWh)**

	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Tyskland	UK	Frankrike	Nederland	Belgia*
<b>Totalt</b>	<b>145,6</b>	<b>158,3</b>	<b>28,9</b>	<b>67,4</b>	<b>541,8</b>	<b>332,8</b>	<b>548,6</b>	<b>113,5</b>	<b>86,6</b>
Vind- og solkraft	3,3	16,6	13,8	5,8	111,5	69,7	27,8	10,5	6,5
Vannkraft	138,0	60,9	-	13,4	19,4	7,9	68,3	-	0,3
Kjernekraft	-	65,8	-	21,8	72,3	65,1	393,2	3,5	42,2
Kull- og gasskraft	3,2	1,1	9,0	9,7	248,2	149,4	39,4	88,7	25,5
Annet	1,0	13,7	5,9	16,8	90,5	40,7	19,9	10,8	12,1

\*2017 tall  
Kilde: ENTSOE, nasjonal statistikk

Avsnittene som følger diskuterer rammebetingelser for store kraftprodusenter, og dekker strømpriser, støtte mekanismer og subsidier, nettkostnader og -tilgang, samt skatteregler. I tillegg diskuteres inngangsbarrierer på et svært overordnet nivå. Gitt den dominerende



trenden mot kraftproduksjon med lave utslipp, fokuserer diskusjonen av ordninger for å støtte ny produksjon på fornybar energiteknologi i de ni landene. I Belgia, Frankrike og Storbritannia eksisterer det imidlertid mekanismer for å støtte termisk kraftproduksjon, som også beskrives. Støtte til kjernekraft er ikke inkludert. En mer inngående beskrivelse av rammebetingelser i hvert enkelt land finnes i Annex C.

## 4.1 Kraftpris

De europeiske kraftmarkedene er deregulert, og kraftprodusentene selger sin kraft enten på kraftbørsene eller gjennom langsiktige, bilaterale avtaler med store forbrukere. For en nærmere beskrivelse av de relevante kraftmarkedene, prisene og prisdriverne, se kapittel 3.1.1 og kapittel 5.

## 4.2 Støttemekanismer

Historisk sett har ny, fornybar energi hatt høyere investeringskostnader enn termiske produksjonsteknologier. Vind- og solkraftprodusenter har ikke vært i stand til å tjene inn investeringskostnadene gjennom engrosprisen alene, til tross for at de har en lavere produksjonskostnad per enhet enn termiske teknologier, og har derfor vært avhengige av ulike støttemekanismer. Dette er fortsatt tilfelle i de fleste av landene i undersøkelsen, selv om vi for noen teknologier i noen markeder (f.eks. vindkraft i Norden) har sett de første eksemplene på at nye prosjekter bygges ut uten støtte.

I Norge og Sverige støttes ny fornybar kraftproduksjon gjennom det felles, norsk-svenske elsertifikatmarkedet. Sverige startet ordningen i 2003, og Norge ble medlem i 2012. Sertifikatmekanismen er et markedsbasert system, der ny, fornybar produksjon som kvalifiserer for ordningen, får ett sertifikat per MWh produsert i en periode på 15 år fra idriftsettelse, mens forbrukere på sin side er pålagt å kjøpe en viss mengde sertifikater. Norge går ut av ordningen i slutten av 2021, og ny produksjon som blir tatt i bruk etter den datoen vil ikke være kvalifisert for sertifikater. Sverige planlegger å avslutte i 2030, men har nylig åpnet for å stenge elsertifikatsystemet for tidligere<sup>15</sup>, ettersom verdien av sertifikater i framtiden ser ut til å bli svært lav. Belgia har også en ordning med grønne sertifikater, og det samme hadde Storbritannia fram til 2017, da deres ROC-mekanisme ble erstattet av innmatingstariffer basert på Contract for Difference (CfD, kontrakt for forskjellskompensasjon).

I de fleste andre land i undersøkelsen har ny, fornybar kraftproduksjon blitt støttet av ordninger med faste innmatingstariffer, som har sikret produsentene en garantert inntekt. Tildeling av støtte blir nå i økende grad basert på auksjoner eller anbudsrunder, der utbyggere byr inn prosjekter basert på hvor mye støtte de vil trenge for å realisere prosjektet. Prosjektene som lykkes i auksjonen, inngår deretter en CfD, der støtten som utbetales er forskjellen mellom en markedsreferansepris (typisk spotprisen) og auksjonsprisen (enten høyeste, vinnende bud, eller budet til hver enkelt produsent). CfD-støtte gis vanligvis over en periode på 15-20 år. Danmark benytter denne ordningen både som en separat auksjon for havvind, og som teknologinøytrale auksjoner for andre teknologier. Finland gjennomførte en teknologinøytral auksjon i 2019, men er ikke forventet å gjøre det igjen. Finland er dermed det eneste landet i undersøkelsen som i dag ikke har støtteordninger for modne, fornybare kraftproduksjonsteknologier. Norge blir neste land ut når vi avslutter elsertifikatordningen.

Framveksten av uregulerbar kraftproduksjon med store variasjoner i når og hvor mye den produserer, vil i mange land utfordre stabiliteten i kraftsystemet. Det kan derfor være nødvendig å gi insentiver til å bygge eller opprettholde regulerbar produksjonskapasitet,

<sup>15</sup> Montel: <https://www.montelnews.com/se/story/ygeman-ppnar-fr-att-st%C3%A4nga-elcertifikatsystemet-i-frtid/1053918>

som ellers ikke ville vært lønnsom, for å ivareta forsyningssikkerheten, hvilket en del europeiske land har gjort gjennom å innføre kapasitetsmekanismer. Av landene i undersøkelsen har Storbritannia og Frankrike etablert slike ordninger, og Belgia har vedtatt at det skal innføres.

### 4.3 EU-ETS

Alle medlemslandene i EU og Norge deltar i EU-ETS. Ettersom kraftsektoren er inkludert i EU-ETS, blir alle store kraftprodusenter påvirket av den. De fossilt baserte kraftprodusentene (kull- og gasskraft) må kjøpe kvoter for hvert tonn CO<sub>2</sub> som slippes ut i produksjonsprosessen, noe som øker produksjonskostnadene, og veltes over i kraftprisen.

Ettersom kull- og gasskraft ofte setter kraftprisen på kontinentet, og den nordiske kraftprisen påvirkes av prisene i det tyske kraftmarkedet, er prisen på CO<sub>2</sub> en viktig faktor også for strømprisene i Norden. Høye CO<sub>2</sub>-priser vil øke kraftprisen som norske vann- og vindkraftprodusenter mottar, uten at kostnadene øker tilsvarende.

I 2012 innførte Storbritannia et CO<sub>2</sub>-prispulv i form av en avgift på toppen av EU-ETS kvotepris på brensel til kraftproduksjon. Mekanismen er utformet slik at avgiften maksimalt kan være 21 €/tCO<sub>2</sub> i tillegg til kvoteprisen.

### 4.4 Nettkostnader og -tilgang

Som for store forbrukere, er stor kraftproduksjon i de fleste land direkte tilknyttet sentral- eller regionalnettet, og betaler TSO-tariff pluss eventuell tariff til regionalnettsoperatøren. Kostnadene vil normalt sett være høyere på regionalt nivå, men størrelsen varierer fra nettselskap til nettselskap.

Oppbyggingen av TSO-tariffen for kraftproduksjon speiler i stor grad tariffen for stort forbruk i samme land. Pöyry har ikke beregnet nettkostnader for kraftprodusenter som en del av dette prosjektet. I ENTSO-Es årlige oversikt over transmisjonsavgifter i Europa<sup>16</sup> framgår det imidlertid at av landene i denne undersøkelsen, er det bare Storbritannia som har høyere gjennomsnittlig nettkostnad enn Norge for kraftprodusenter (hhv. litt over og litt under 2 €/MWh). I Sverige, Finland og Belgia ligger tariffen på omtrent 1 €/MWh, mens den i Danmark og Frankrike ligger under 0,5 €/MWh. Tyskland og Nederland er ikke med i oversikten.

I Norge har nettoperatører tilknytningsplikt for ny produksjon (forutsatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet). Hvis en produsent ber om nettilknytning, økt kapasitet eller kvalitet, og bestillingen utløser behov for nettinvesteringer, skal nettselskapet kreve at produsenten betaler den delen av investeringskostnaden som knyttes til produsentens behov (anleggsbidrag). Tilsvarende modeller med tilkoblingsavgifter, dog med ulike nøkler for kostnadsdeling, finnes i flere land, herunder Frankrike, Belgia og Storbritannia.

### 4.5 Skatter og avgifter

Som en generell regel er det ingen spesifikk beskatning av kraftproduksjon i EU. EUs energiskattedirektiv<sup>17</sup> krever at energiprodukter (olje, kull og gass) og elektrisitet brukt i kraftproduksjon, skal fritas fra avgifter. Medlemslandene har imidlertid rett til å skattlegge disse produktene ut ifra miljøhensyn. Ingen av landene i undersøkelsen har benyttet denne muligheten. Unntaket er Norge – der unntaket er lite relevant, ettersom nesten hele produksjonen er vann- og vindkraft – samt Sverige og Danmark, der kraftproduksjon ilegges NO<sub>x</sub>- og SO<sub>x</sub>-avgift.

<sup>16</sup> (ENTSOE, 2019)

<sup>17</sup> (EC, 2019)

I Norge står imidlertid vannkraftproduksjon overfor flere sektorspesifikke skatter og avgifter, herunder grunnrenteskatt, naturressursskatt, og konsesjonsavgift, og mange produsenter er pålagt å selge konsesjonskraft til vertskommunen til en pris som tilsvarer produksjonskostnad (nærmere beskrevet i Annex C). Kombinert med ordinær selskaps- og eiendomsskatt, gjør de vannkraftspesifikke skattene at det totale skattetrykket for stor vannkraft de siste årene ligget på rundt 60 % av resultat før skatt, konsesjonsavgifter og konsesjonskraft<sup>18</sup>. Vindkraft og andre kilder til kraftproduksjon i Norge er bare underlagt vanlige skatter; dvs. selskapskatt og eiendomsskatt.

Også i de øvrige landene betaler kraftprodusenter vanlig selskaps- og eiendomsskatt, som beskrevet i kapittel 3.2.3. I Norge, Sverige og Finland kan kommunene ilegge kraftproduksjon en eiendomsskatt utover det ordinære nivået. I Norge gjøres dette gjennom at maskiner og produksjonsutstyr er inkludert i skattegrunnlaget, mens det i Sverige og Finland gjøres gjennom en høyere sats, som kan være så høy som 2,8 % i Sverige (for vannkraft) og 3,1 % i Finland (avhengig av kommune).

I Frankrike ilegges kraftprodusenter over 50MW en IFER-avgift ("Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux") belastet årlig på €/MW-basis.

## 4.6 Inngangsbarrierer

Inngangsbarrierer kan variere mellom ulike produksjonsteknologier, og dekke et bredt spekter av utfordringer, inkludert 'licence-to-operate' og andre samfunnsøkonomiske hensyn. I dette kapitlet er imidlertid fokuset på institusjonelle barrierer i kraftsektoren for store produsenter.

I flere av landene i undersøkelsen er det vesentlige begrensninger i hvilken og hvor mye ny produksjon som kan bygges ut. De fleste land faser ut kullkraft, og vil heller ikke tillate at det bygges ny kapasitet. Norge har begrensninger på gasskraft (ny gasskraft må ha CO<sub>2</sub>-fangst og lagring, som ikke er økonomisk bærekraftig med dagens prisbilde), mens andre land (f.eks. Belgia, Frankrike og Storbritannia) tilrettelegger for ny gasskraft gjennom innføring av kapasitetsmekanismer.

Landene i undersøkelsen har også svært ulik holdning til kjernekraftens framtid. Mens Tyskland planlegger å legge ned kjernekraften innen 2022, er Sverige mer nøytral, og vil tillate at ny kjernekraft bygges på samme sted som eksisterende anlegg etter hvert som de når slutten av sin tekniske levetid. Storbritannia, Frankrike og Finland ser alle på ny kjernekraft som et av flere midler for å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene og sørge for sikker forsyning. Kjernekraft er imidlertid et dyrt alternativ, og vil kreve økonomisk støtte for å kunne realiseres.

I alle land i undersøkelsen som har vesentlige innslag av stor vannkraft (Norge, Sverige, Finland og Frankrike), er potensialet for ytterligere storskala utbygging i stor grad fullt utnyttet allerede. I Norge, Sverige og Finland vil ny, fornybar produksjon for det meste være vindkraft på land og noe oppgradering og utbedring ved eksisterende, større vannkraftverk. Danmark og flere av landene på kontinentet har begrenset potensial for å utvikle ny vindkraft på land, og ny kapasitet vil i hovedsak komme fra utbygging av havvindparker. Det forventes vekst i store havvindparker i Nederland, Belgia, Storbritannia og Frankrike.

Usikkerhet om støttemekanismer kan også utgjøre en hindring for utbygging av teknologier som foreløpig ikke er lønnsomme. Et eksempel er Storbritannia, der utviklingshastigheten for landbasert vindkraft har blitt stanset av regjeringens beslutning om å blokkere støtte til vind på land.

<sup>18</sup> Regjeringen NOU 2019:16: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-16/id2670343/>

Omfattende plan- og konsesjonsprosesser kan være en inngangsbarriere for ny kraftproduksjon. Nettbegrensninger, enten i form av mangel på kapasitet eller infrastruktur, utgjør også en mulig barriere. Pöyry har ikke analysert de enkelte landenes konsesjonsprosesser eller nettkapasitet som en del av dette prosjektet.

## 5. KRAFTMARKEDSANALYSE

Pöyry utarbeider langsiktige kraftprisprognoser for kraftmarkedene i Europa hvert kvartal. Prognosene blir til gjennom simuleringer i kraftmarkedsmodellen BID3, basert på oppdaterte forutsetninger omkring utviklingen i de forskjellige kraft- og brenselmarkedene. For å kunne opprettholde en høy kvalitet i disse prognosene har Pöyry en lang rekke landeksperter som følger med på utviklingen i de ulike landene og oppdaterer forutsetningene basert på dette. I tillegg har Pöyry en gruppe eksperter som beregner oppdaterte brensel- og CO<sub>2</sub>-prisbaner til bruk i kraftprisprognosene.

I denne delen av studien tar vi utgangspunkt i Pöyry sitt mest oppdaterte scenario, som beskriver det vi anser som den mest sannsynlige utviklingen av kraftmarkedene i Europa. I dette scenarioet forutsetter vi 70 % reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp sammenlignet med 1990 i hele energisektoren (dvs. både til kraftproduksjon, varme og transport) i Europa fram mot 2050. Det er viktig å ta høyde for klimamålsetninger frem til 2050, slik at langsiktige avkarboniseringstiltak som starter før 2040 blir inkludert i prisprognosene.

I scenarioet står kraftsektoren for den største delen av avkarboniseringen. Vi forutsetter i 2050 en utslippsreduksjon på 80 % innen kvotepliktig sektor, samt 60 % fra varme- og transportsektoren, begge deler fra 2005-nivå. Vi anser dette scenarioet som veldig krevende med tanke på avkarbonisering (selv om det fortsatt innebærer at COP21-målene ikke er nådd i 2050). Kraftforbruket stiger markant for å understøtte avkarbonisering i transport- og varmesektorene og vi har modellert utviklingen i disse to sektorene med egne fundamentale modeller for transport og varme kalt Move og Hestia. Move, Hestia og BID3 er beskrevet mer detaljert i Annex D.

Pöyry sine antagelser for brensel- og CO<sub>2</sub>-pris er ikke offentlig tilgjengelige. I denne analysen har vi derfor brukt antagelser for kull-, gass- og CO<sub>2</sub>-pris fra IEA (International Energy Agency). Det resulterende scenarioet er utarbeidet for OED og det kaller vi for **Basis-scenario**. Resultater for Norden og Baltikum er beregnet for 2025 og 2040, basert på 20 historiske værår, mens for resten av Europa – der kraftproduksjonen er mindre avhengig av været – bruker vi 5 værår. Hvert år i fremtiden (f.eks. 2025) er for Norden og Baltikum sin del modellert gjennom en sekvens av værmønster mellom 1995 og 2014. Resultatene vist her er et gjennomsnitt av de simulerte værårene.

I tillegg til å beregne kraftprisprognoser i Basis-scenarioet, drøfter vi i dette kapittelet langsiktige politiske, økonomiske og teknologiske trender, samt de viktigste usikkerhetene knyttet til utviklingen i kraftmarkedene i Nord-Europa. Dette gjør vi gjennom tre sensitivetsanalyser som er kjørt for 2040. Disse sensitivetsanalysene gir innsikt i hvordan endring i noen viktige drivere isolert sett påvirker kraftprisene:

1. **Brensel-sensitivitet** hvor vi antar en økning i brensel- og CO<sub>2</sub>-pris;
2. **IC-sensitivitet** hvor vi regner med en tettere integrasjon av Norden og kontinental-Europa<sup>19</sup>; og
3. **RES-sensitivitet** hvor vi ser en større utvikling i fornybar kraftproduksjon i Norden.

Avsnitt 5.1 presenterer de viktigste drivere av nordiske kraftpriser, mens vi i avsnitt 5.2 presenterer våre modelleringsantagelser i Basis-scenarioet for Norden og kontinental-Europa. Avsnitt 5.3 viser kraftprisprognoser for Norden og omkringliggende markeder utarbeidet for OED, før vi presenterer resultatene av sensitivetsanalysene i avsnitt 5.4. Til slutt følger en oppsummering av resultatene i avsnitt 5.5.

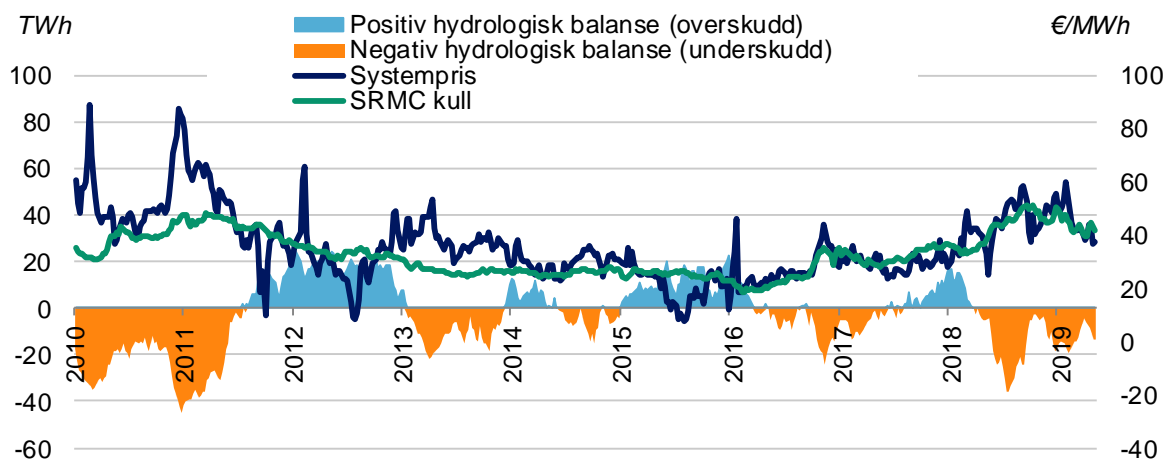
<sup>19</sup> Med kontinental-Europa mener vi her fastlands-Europa og Storbritannia. Dette gjelder i resten av kapittelet.

## 5.1 Drivere av nordiske kraftpriser

Et viktig element som skiller de nordiske kraftmarkedene (Norge, Sverige, Finland og Danmark) fra andre deler av Europa er at prissetting er ganske annerledes, siden andelen termiske kraftverker er lav og andelen regulerbar vannkraft høy sammenlignet med resten av Europa. Dette kapitlet introduserer prissetting i Norden og gir en oppsummering av de viktigste drivere av nordiske kraftpriser i fremtiden.

Figur 8 viser ukentlig nordisk hydrologisk balanse<sup>20</sup> mot SRMC (Short Run Marginal Cost - eller marginal produksjonskostnad) for kull, samt den nordiske systemprisen. Figuren illustrerer langsiktig sammenheng mellom disse elementene<sup>21</sup>.

**Figur 8 – Nordisk systempris og marginalkostnad for kull (€/MWh, nominell) mot den nordiske hydrologisk balansen (TWh), 2010-2019**



Kilde: Nord Pool, Thomson Reuters (Refinitiv).

Fordi det nordiske kraftsystemet er forbundet med kraftsystemet i kontinental-Europa, påvirkes den nordiske kraftprisen av kraftprisen på kontinentet, og spesielt den tyske kraftprisen på grunn av forbindelsen mellom Danmark og Tyskland. Et unntak er i perioder med store hydrologiske avvik som kan vare i flere uker (eller måneder). Dette gjelder spesielt våte eller tørre år der vi kan se veldig lave eller høye nordiske kraftpriser grunnet overskudd eller underskudd av vann i magasinene. Dermed kan vi si at termiske kraftverk – spesielt kullkraft som har drevet prisene på kontinentet i de siste årene – setter et gjennomsnittlig prisnivå i Norden, og driver den *langsiktige* utviklingen av kraftprisen. Den nordiske hydrologiske balansen fører på den andre siden til *variasjoner rundt* dette langsiktige prisnivået.

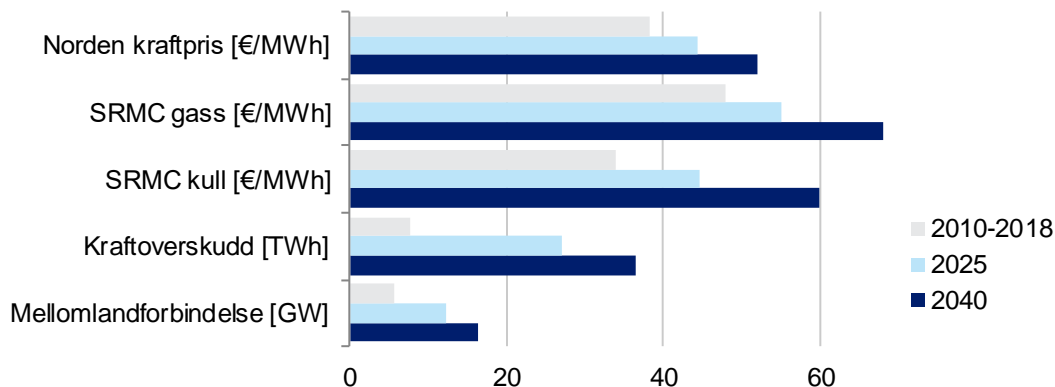
Marginalkostnaden for kullkraft gikk ned mellom 2011 og 2015, noe som har påvirket de nordiske prisene markant. Situasjonen endret seg i 2016, og enda mer i 2018 grunnet høyere CO<sub>2</sub>-pris (og delvis grunnet en tørr sommer). I tørre år, som 2010 og 2013, er den nordiske kraftprisen vanligvis høyere enn marginalkostnaden for kull. Og motsatt vil kraftprisen være lavere i våte år, som i 2012 og i 2015.

<sup>20</sup> Den hydrologiske balansen viser avvik fra normalt nivå, tatt i betraktning tilsig, nedbør, snømagasin, osv.

<sup>21</sup> Kraftprisen påvirkes selvfølgelig av en rekke elementer på kortere sikt, men figuren er nyttig for å forstå den generelle dynamikken i prisfastsettelsen i Norden.

Figur 9 viser nordisk kraftpris, sammen med de viktigste driverne for det nordiske kraftmarkedet, i Basis-scenarioet. Resultatene er vist for et normalår<sup>22</sup> i 2025 og 2040, og sammenlignet med gjennomsnittet for perioden 2010-2018<sup>23</sup>. Norden kraftpris i figuren defineres som gjennomsnittet av alle de nordiske områdeprisene.

**Figur 9 – Illustrasjon av drivere over tid av den nordiske kraftprisen, Basis-scenario og historisk (realverdi 2018)**



Kilde: Nord Pool, ENTSO-E, MCIS, ICIS Heren, Thomson Reuters, Pöry Management Consulting.

De ulike søylene kan tolkes som følger:

- SRMC gass og kull:** Søylene illustrerer kostnaden av å produsere kraft fra termiske kraftverk, som igjen er gitt av gass-, kull- og CO<sub>2</sub>-priser. Disse prisene påvirker de nordiske kraftprisene, ettersom kraftprisen på kontinentet er en referanse for prising av vannkraftproduksjon fra de nordiske magasinene. I tillegg forventer vi endringer i hvilken teknologi som er prissettende på kontinentet. Vi forventer at gasskraftverk kommer til å sette prisen oftere på lang sikt. Dette betyr at den nordiske kraftpris blir mer sensitiv til variasjoner i marginalkostnaden for gass i fremtiden.
- Kraftoverskudd:** Søylene illustrerer den relative utviklingen av produksjon og strømforbruk i de vannkraftdominerte nordiske markedene (Norge, Sverige og Finland). Kraftoverskuddet er med på å definere kraftprisen i Norden. Dette skyldes at produksjonen på årsbasis er mer påvirket av tilgangen på energi (dvs. vind og vann i magasinene) og vær, enn tilgjengelig produksjonskapasitet<sup>24</sup>.
- Mellomlandsforbindelse til resten av Europa:** Søylene viser total utvekslingskapasitet mellom Norden og nabomarkedene (Kontinental-Europa, Storbritannia og Baltikum). Kraftoverskuddet nevnt ovenfor skal sees i forhold til eksport muligheter. Uten eksport mulighet, er det generelt sett lite økonomisk grunn for å legge mer produksjon i det nordiske kraftsystemet, gitt et konstant strømforbruk.

<sup>22</sup> Kraftpris er beregnet som et gjennomsnitt over 20 simulerte værår (1995-2014). Merk at det kan være betydelige prisvariasjoner fra et vått til et tørt år.

<sup>23</sup> Bortsett fra mellomlandsforbindelse hvor vi viser utvekslingskapasitet per slutten av 2018 (etter tilgjengelighet gitt et normalår).

<sup>24</sup> I motsetning til det kontinentale kraftsystemet, hvor produksjonsnivå i stor grad er begrenset av tilgjengelig produksjonskapasitet, er kraftproduksjonen i Norden avhengig av tilsig og nedbør. Produksjonen i Norden er derfor *energibegrenset* heller enn *kapasitetsbegrenset*.

## 5.2 Modelleringsantagelser

Vi beskriver her i mer detalj drivere av den nordiske kraftprisen i fremtiden samtidig som vi presenterer våre modelleringsantagelser for Europa og Norden som inngår i Basis-scenarioriet.

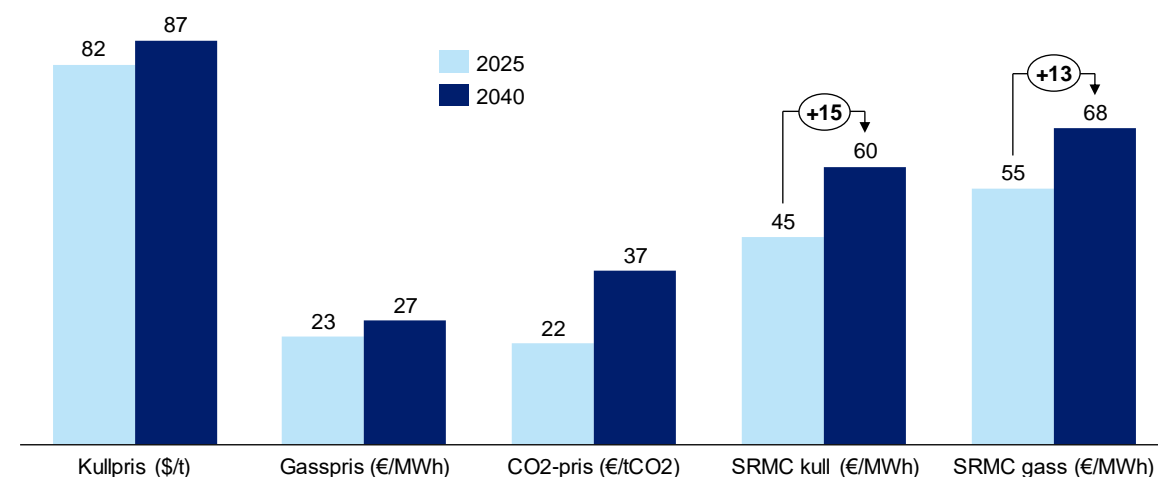
### Brensel- og CO<sub>2</sub>-pris

Pöyry sine antagelser for brensel- og CO<sub>2</sub>-pris er ikke offentlig tilgjengelige. I denne analysen har vi derfor brukt antagelser fra World Energy Outlook 2018 New Policies-scenarioriet fra IEA.

New Policies-scenarioriet gjenspeiler virkningen av eksisterende politiske tiltak og intensjoner. Retningslinjene som er vurdert i scenarioriet for uttalt politikk dekker et bredt spekter. Disse inkluderer nasjonalt bestemte bidrag under Paris-avtalen, men også ambisjoner om å oppnå for eksempel full energitilgang på noen få år, å reformere prisregimer og, å oppnå netto nullutslipp i noen land og sektorer. Ikke alle ambisjoner blir automatisk inkludert i scenarioriet, siden full implementering kan ta tid å realisere. I dette IEA-scenarioriet tas det hensyn til detaljering på sektornivå, inkludert prispolitikk, effektivitetsstandarder og ordninger, elektrifiseringsprogrammer og spesifikke infrastrukturprosjekter. Den generelle tilnærmingen i dette scenarioriet passer bra med Basis-scenarioriet med tanke på de overordnede avkarboniseringsmålene.

Antagelsene i New Policies-scenarioriet rundt kull-, gass- og CO<sub>2</sub>-pris er tatt inn i Basis-scenarioriet utarbeidet for OED. Disse prisene er vist i Figur 10 for 2025 og 2040, sammen med resulterende kortsiktig marginal produksjonskostnad for kull- og gasskraftverk<sup>25</sup>. Figuren viser en økning i marginalkostnadene på 15 €/MWh for kullkraftproduksjon og 13 €/MWh for gasskraftproduksjon på kontinentet i perioden 2025-2040. Dette vil føre til en økning i både de kontinentale og nordiske kraftprisene.

**Figur 10 – Brensel- og CO<sub>2</sub>-pris i 2025 og 2040, Basis-scenarioriet (realverdi 2018)**



Kilde: IEA.

### Strømforbruk

For å beregne strømforbruket i Europa bruker Pöyry ulike modeller som utfyller hverandre (se Figur 11). Ved hjelp av Move og Hestia beregner vi kraftbehov til transport- og varmesektorene, som følge av avkarboniseringsmålene som driver scenarioriet. Mer

<sup>25</sup> Med effektivitet på henholdsvis 36% og 43% (High Heating Value).



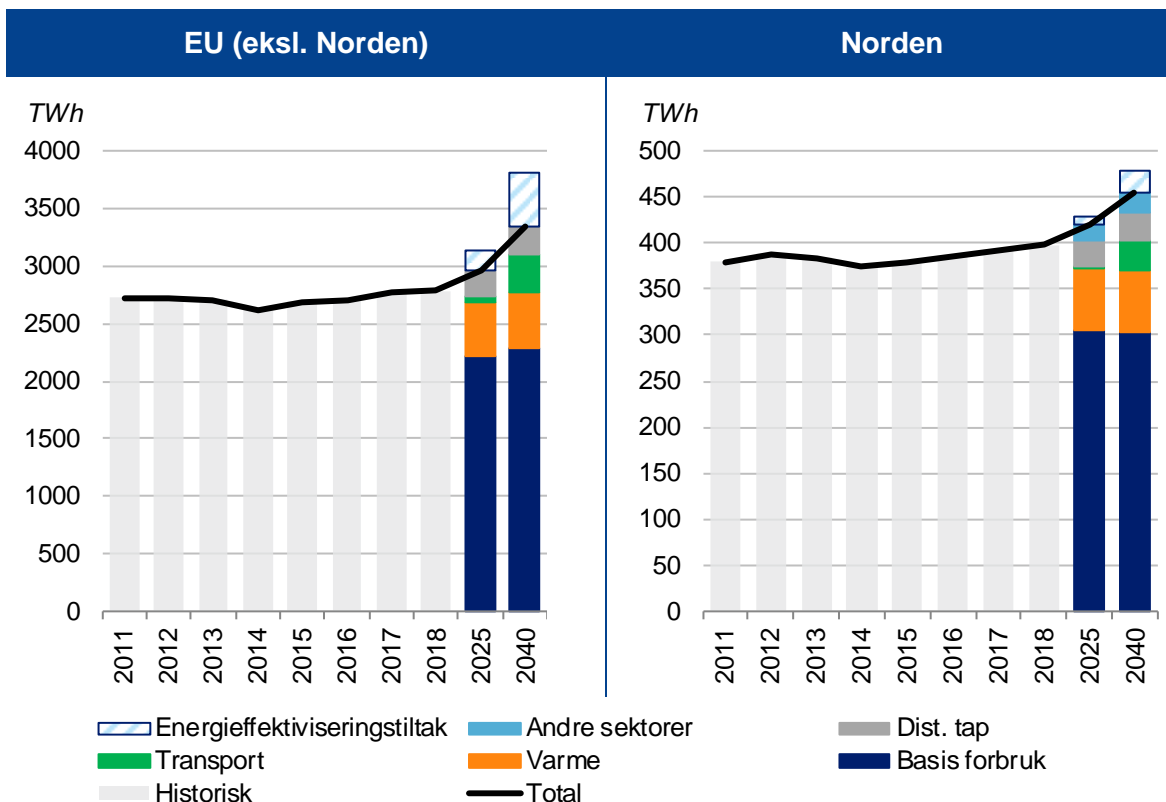
informasjon er tilgjengelig i Annex D. Til sammen fører modellene til utviklingen i strømforbruket vist i Figur 12.

**Figur 11 – Pöryrs etterspørsel modeller**



Kilde: Pöry Management Consulting.

**Figur 12 – Utvikling i strømforbruk i EU og Norden, Basis-scenario og historisk**



Kilde: Eurostat, Pöry Management Consulting.

I EU (ekskludert Norden<sup>26</sup>), øker etterspørselen etter strøm mest på grunn av elektrifiseringen av transportsektoren i modelleringsperioden. Antall hybridkjøretøy øker og erstatter noen fossile biler allerede i 2025. Elektrifisering av transport akselerer mot 2040 med introduksjon av elbil, elbusser og batteri for små kjøretøy etter 2030 mens hydrogen er brukt for å elektrifisere tungtransport. Selv om det her er en markant økning, er det fortsatt antatt noe bruk av bensin i 2040 (mest i Øst-Europa).

Varmesektoren elektrifiseres i mindre grad enn transportsektoren, men vi forutsetter at noen fossile kjeler blir erstattet med varmepumper. Basisforbruk i Figur 12 øker over perioden grunnet økonomisk vekst og befolkningsvekst, men det mer enn erstattes av energi-effektiviseringstiltak. I sum, når strømforbruket i EU (ekskludert Norden) nesten 3000TWh i 2025 og ca. 3350TWh i 2040, etter å ha vært rundt 2700TWh siden 2011.

I Norden er det antatt en total økning i strømforbruket fra ca. 400TWh i 2018 til 420TWh i 2025 og ca. 450TWh i 2040. Forbruket øker i Norden på grunn av elektrifisering av transportsektoren, som går til over 30TWh i 2040, samt etablering av nytt industriforbruk (Andre sektorer i figuren). Andre sektorer er som følger:

- Datasentre, som representerer lite av strømforbruket i dag, øker med 16TWh innen 2040;
- Elektrifisering av olje- og gassindustri i Norge fører først til forbruksvekst mot 2025, før den faller mot 2040 ettersom feltene stenger; og
- Ny industri (som for eksempel ny aluminiumsverk- og batteriproduksjon) utgjør ca. 4TWh i 2040.

I Norden, er transportsektoren forventet å gi større vekst i kraftforbruket i byer og tettbygde strøk, mens ny industri, datasentre og elektrifisering av olje- og gassvirksomhet kommer i de prisområdene der strømprisforventninger, ressurstilgjengelighet og infrastruktur ligger til rette for det.

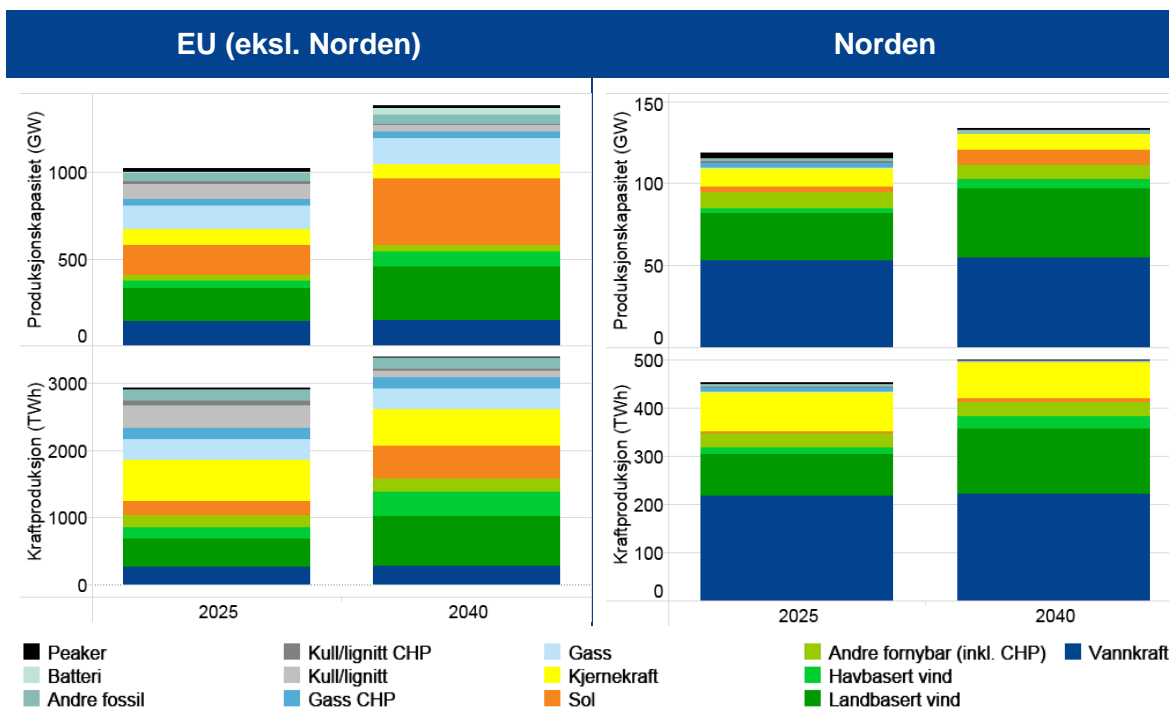
### *Produksjonskapasitet*

Figur 13 presenterer summert utviklingen i produksjonskapasitet og kraftproduksjon for EU (eksl. Norden) og Norden i 2025 og 2040 i Basis-scenarioet. Tabell 3 oppsummerer de viktigste kraftproduksjonsutviklingene vi ser i Norden og nabolandene på lang sikt.

---

<sup>26</sup> Norge, Finland, Sverige og Danmark.

Figur 13 – Utvikling i kapasitet og produksjon i EU og Norden, Basis-scenario



Kilde: Pöry Management Consulting.

Det er flere ting som driver utviklingen av produksjon i Europa og Norden på lang sikt. En økning i strømforbruket (se Figur 12) på grunn av en generell elektrifisering av samfunnet er en viktig driver. Men utvikling i kraftproduksjon er også koblet til nåværende energi- og klimapolitikk, samt eksisterende kraftverks resterende levetid. I EU fører disse to faktorene til en markant stigning i vind- og solkraft, en reduksjon i kull- og lignittkraft og en reduksjon av atomkraft:

- Sol- og vindkraftproduksjon øker fra rundt 780TWh i 2025 til ca. 1600TWh i 2040;
- Kraftproduksjon fra kull og lignitt reduseres med ca. 280TWh gjennom perioden på grunn av utfasing av ca. 50GW installert produksjonskapasitet;
- Kjernekraftproduksjon reduseres med rundt 70TWh fra 2025 til 2040, siden noen reaktorer ikke blir erstattet ved endt levetid.

Kraftproduksjonsfordeling i Norden endrer seg som et resultat av en økning i kontinentale kraftpriser. Mens høyere gass- og CO<sub>2</sub>-pris fører til høyere kontinentpris – og indirekte høyere pris i Norden – er fornybar kraftproduksjon og spesielt landbasert vindkraft lønnsomt uten subsidier. Disse markedsbaserte investeringene gir mer fornybar energi i det nordiske systemet i erstatning for termisk kraft både i Norden og i kontinentet.

Forventet nordisk kraftproduksjon går fra ca. 75 % fornybar i 2025 til ca. 85 % fornybar (vannkraft, vindkraft, solkraft og bio CHP) og 15 % kjernekraft i 2040. Når det kommer til antall TWh, øker vindkraft fra ca. 40TWh i 2018 til over 100TWh i 2025 og ca. 160TWh i 2040. Gjennom perioden 2025-2040, reduseres kjernekraftproduksjonen med nesten 10TWh og andre termiske kraftverk med over 10TWh. Dette skyldes at selv om Olkiluoto 3 er bygd i 2020 og Hanhikivi i 2030, legges tre atomreaktorer ned innen 2040 på grunn av

nådd levetid<sup>27</sup>. Når det kommer til termisk kraft, fører allerede vedtatte politiske beslutninger til en full utfasing av kullkapasitet innen 2030 i Danmark og Finland. I tillegg er noe CHP (Combined Heat & Power) erstattet av varmekjeler på grunn av lønnsomhet. I sum, er den nordiske kraftproduksjonen rundt 450TWh i 2025 og 500TWh i 2040, noe som er betydelig høyere enn de 400TWh produsert i 2018.

---

<sup>27</sup> Ekskludert Ringhals 1 og 2 som stenger innen 2020.

**Tabell 3 – Viktigste utviklinger innen kraftproduksjon i Norden og naboland**

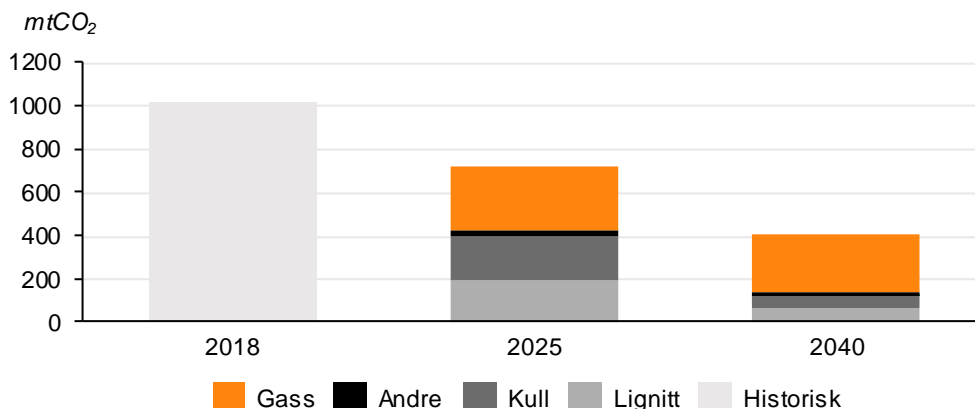
Baltikum	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nedleggelse av noe fossil termisk kraft, for eksempel noe oljeskifer i Estland som følge av IED (Industrial Emissions Directive)</li> <li>▪ Fortsatt av energiunderskudd til tross for markedsbasert vindutvikling fra midten av 2020-årene</li> <li>▪ Synkronisering til Polen fører til mer IC kapasitet, men stor usikkerhet rundt fremtidig flyt fra Russland</li> </ul>
Belgia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nedleggelse av kjernekraft innen slutten av 2025 i henhold til gjeldende utfasingslov</li> <li>▪ Fornybar utvikling, spesielt havbasert vind på kort sikt, men alle teknologier på lang sikt</li> <li>▪ Ny termisk kraft i 2020-årene, støttet av nylig innført kapasitetsmarked</li> </ul>
Frankrike	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nedleggelse av kullkraftverk innen slutten av 2022 og forbud mot nye termiske fossile anlegg</li> <li>▪ Gradvis og delvis utfasing av eksisterende kjernekraft starter mot slutten av 2020-årene pga levetid, noe ny kjernekraft forventet på lang sikt som erstatning</li> <li>▪ Fornybar utvikling (sol- og vindkraft) gjennom auksjoner på kort sikt og markedsbasert utvikling på lang sikt</li> </ul>
Nederland	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lovpålagt kullkraftnedleggelse innen 2030, allerede et kraftverk som stenges i 2020 og en i 2025</li> <li>▪ Ny kraftproduksjonskapasitet gjennom store havbaserte vind prosjekter på kort til mellomlang sikt</li> <li>▪ Behov for noe termisk erstatning av kullkraftverk</li> </ul>
Norden	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Markedsbaserte investeringer i landbasert vindkraft allerede i dag, havbasert vindkraft og solkraft først og fremst i Danmark</li> <li>▪ Liten utvikling i vannkraft i Norge (opprustning og småskala vannkraft), begrenset potensial gjennom vannkraftdirektivet</li> <li>▪ Ny kjernekraft i Finland men noe kjernekraftnedleggelse innen 2020 i Sverige, mer kjernekraft utfasing i andre del av 2030-årene på grunn av levetid (både Finland og Sverige)</li> </ul>
Polen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Delvis nedleggelse av kull- og lignittkraftverk som starter i 2020-årene</li> <li>▪ Fornybar utvikling, spesielt vindkraft - både land- og havbasert</li> <li>▪ Ny kapasitet i form av gasskraft fra sent i 2020-årene men også kjernekraft i 2030-årene</li> </ul>
UK	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lovpålagt nedleggelse av alle kullkraftverker innen 2025, og av kjernekraft som når levetid i perioden 2020-2030 (det meste av det som eksisterer i dag)</li> <li>▪ Ny termisk kraft (mest CCGT-kraftverk) i 2020-årene støttet av kapasitetsmarked</li> <li>▪ Fornybar utvikling: havbasert mellom 2020-2030 støttet av neste runde av CfD-er (Contract for Difference), landbasert fra 2030 (markedsbasert og motorskifte)</li> </ul>
Tyskland	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lovpålagt kjernekraftnedleggelse innen 2022 og delvis utfasing av kull- og lignittkraftverk</li> <li>▪ Rask fornybar utvikling mot 2030, solkraft først men også hav- og landbasert vindkraft</li> <li>▪ Ny CCGTs motvirker delvist utfasing av kjerne-, lignitt- og kullkraft</li> </ul>

Kilde: Pöyry Management Consulting.

### Karbonutslipp fra kraftsektoren

Figur 14 viser karbonutslipp fra kraftsektoren i EU28+2 (EU inkludert Norge og Sveits). Med forventet utvikling av fornybar energi i Europa, samt nedleggelse av kull- og lignittkraftverk, ser vi at CO<sub>2</sub>-utslippene forventes å bli redusert ned mot 700 mtCO<sub>2</sub> i 2025 og 400 mtCO<sub>2</sub> i 2040 i Basis-scenariot. Utslipp fra gasskraftverk er dominerende i 2040, siden introduksjon av null- og negative utslippsteknologier som CCS biomasse, CCS gass og hydrogen CCGT/GT er ikke forventet i perioden.

**Figur 14 – Karbonutslipp fra kraftsektoren i EU28+2 (EU inkl. Norge og Sveits), Basis-scenario og historisk**



Kilde: Pöyry Management Consulting.

### Nordisk kraftoverskudd

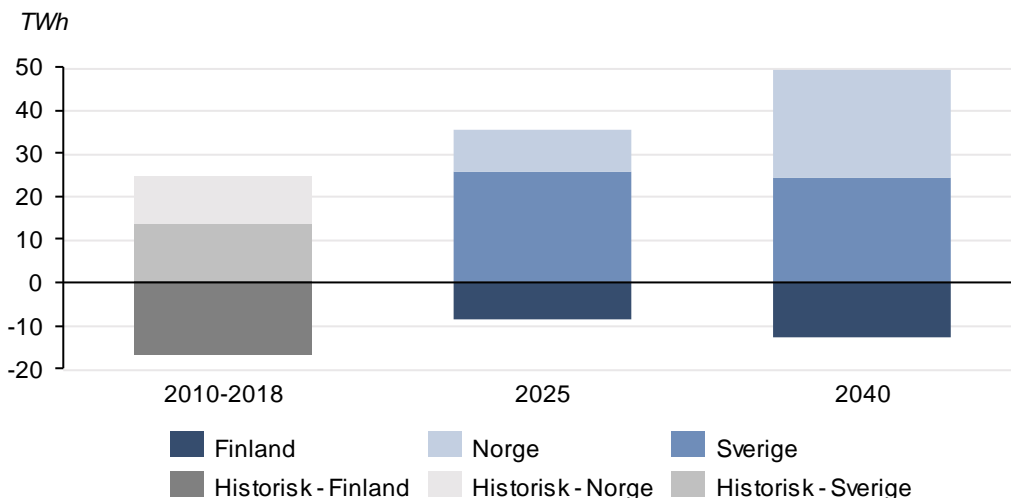
Forbruket og produksjonen som beskrevet i de foregående avsnittene gir en økning i kraftoverskuddet i de nordiske vannkraftmarkedene (Sverige, Norge og Finland). Dette er illustrert i Figur 15, der vi sammenligner gjennomsnittet i perioden 2010-2018 med resultater for 2025 og 2040. Mot 2025 forventer vi et nordisk kraftoverskudd i underkant av 27TWh, noe som øker til 37TWh i 2040.

Figuren viser også at vi forventer en markant økning i overskuddet i Norge og Sverige sammenlignet med historiske tall. Dette er spesielt tydelig på kort sikt i de nordligste prisområdene på grunn av antall vindprosjekter som allerede er under bygging eller finansieringsbesluttet. Den største veksten i strømforbruket kommer derimot i sør, på grunn av elektrifisering av transport rundt befolkningssentrene. Bildet er litt annerledes i Finland, der vi forventer et fortsatt underskudd på lang sikt, til tross for at det bygges ut mer kjernekraft og vindkraft. Dette utfordrer det nordiske kraftsystemet med en geografisk ubalanse. Vi forventer et kraftoverskudd i nord på 52TWh i 2025 og et kraftunderskudd på 25TWh i sør<sup>28</sup>, og begrenset overføringskapasitet nord-sør i Norden.

Dette er noe som kan endre seg på lang sikt gjennom en eller flere av følgende utviklinger: a) økt forbruk i nord, b) saktere vindkraftutbygging i nord, c) forsterkning i internt nett. Når vi lager våre prognoser, justerer vi på forutsetningene for å oppnå en mer balansert utvikling på prisområdenivå på lang sikt.

<sup>28</sup> Nord inkluderer her de følgende nordiske prisområdene: FI, SE1, SE2, NO3 og NO4. Sør inkluderer SE3, SE4, NO1, NO2 og NO5.

**Figur 15 – Nordisk kraftoverskudd, Basis-scenario og historisk**

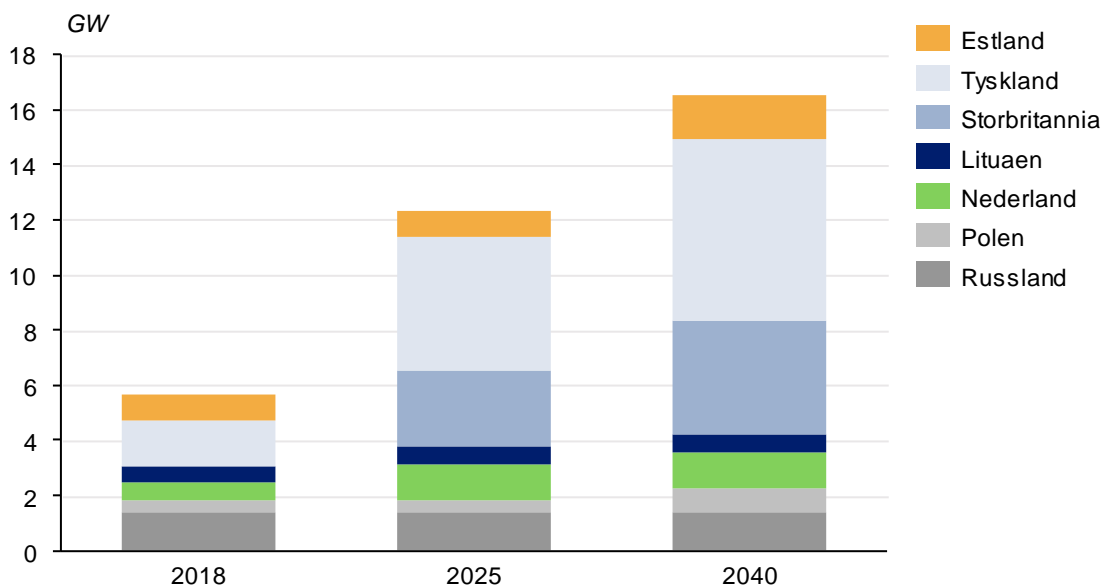


Kilde: Pöyry Management Consulting.

*Mellomlandsforbindelse ut av Norden*

Det er antatt i Basis-scenarioet at antall kabler mot kontinent øker gjennom perioden. De fleste prosjekter som er tatt inn er prosjekter som er under bygging, under planlegging eller under vurdering med planlagt idriftsettelse i løpet av 2020-årene. Antagelser inkluderer følgende prosjekter: NSL, NordLink, VikingLink, Hansa Power Bridge og forsterkninger mellom Danmark og Tyskland. I tillegg er det lagt inn en ytterligere kabel ut av Norge til Storbritannia i 2030-årene og tre forsterkninger (mot Tyskland, Estland og Polen) basert på lønnsomhet. Total utvekslingskapasitet er vist i Figur 16 fordelt på tilknyttet land.

**Figur 16 – Mellomlandsforbindelser ut av Norden (etter tilgjengelighet), Basis-scenario og historisk**



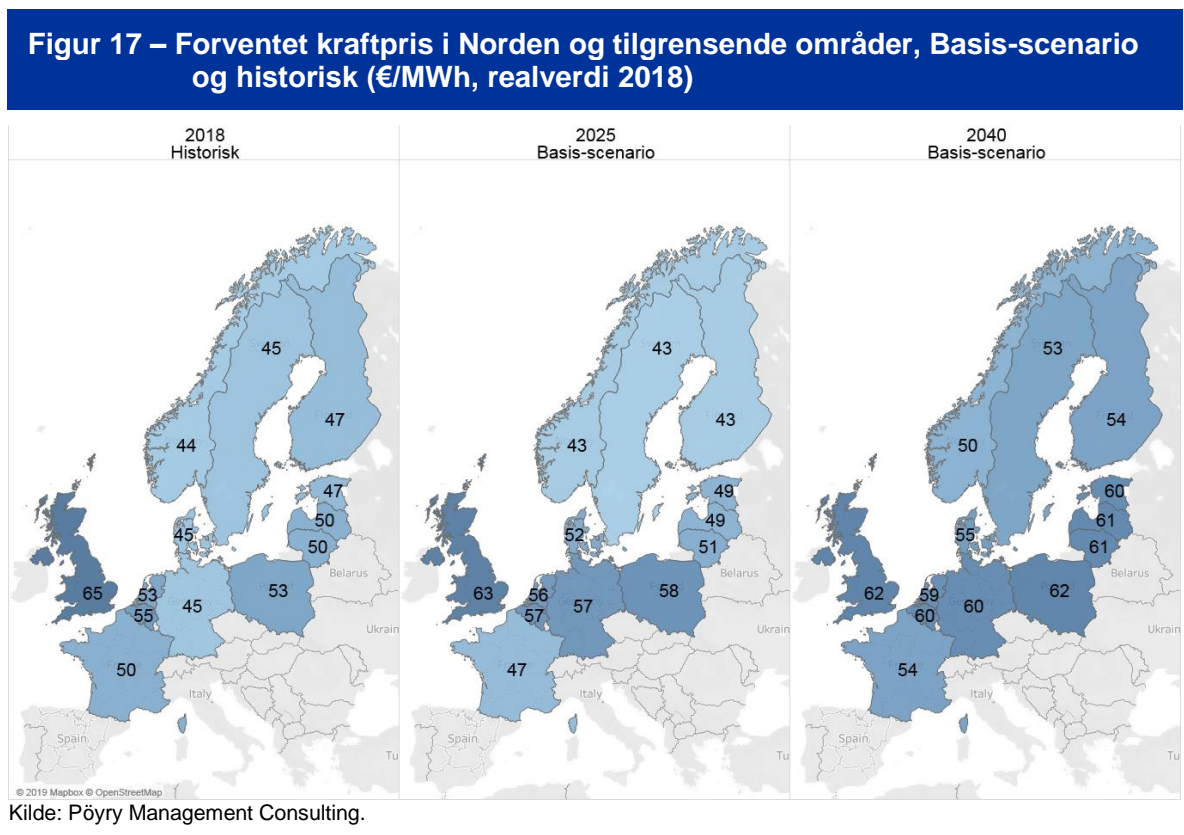
Kilde: Pöyry Management Consulting.

Dette fører til nesten en tre-dobling av utvekslingskapasitet over mellomlandsforbindelser ut av Norden mot 2040. Selv om dette er en betydelig endring, er ikke utviklingen beskrevet her nok til å fjerne alle flaskehalser. Dette betyr at det fortsatt er forskjell mellom de nordiske og kontinentale kraftprisene. Men det er hovedsakelig nok eksportkapasitet til at hele det nordiske kraftoverskuddet kan eksporteres, og det er bare i de våteste årene at det blir innestengt kraft i Norden og dermed veldig lave priser.

Pöyry også inkluderer planer i Norden om å forstøke nett internt i landene og mellom landene noe som betyr at vi antar at det blir gradvis bygd noe mer nett i en nord-sør retning og vest-øst retning. Hovedårsaken er eksisterende prosjekter, men også å holde en viss grad av priskonvergens mellom de nordligste og sørligste prisområdene og overføre kraftoverskuddet som bygges opp i dag i nord til kraftforbruk sentrene i sør<sup>29</sup>.

### 5.3 Kraftprisprognoser i Basis-scenariot

Figur 17 viser kraftprisprognoser beregnet i Basis-scenariot for OED for 2025 og 2040 i et normalår, sammenlignet med historiske strømpriser fra 2018. Prisene vist for Sverige, Norge og Danmark er gjennomsnittet av områdeprisene.



Prisene på kontinentet er generelt forventet å øke på lang sikt, grunnet høyere marginalkostnad for gasskraftverk. Selv om det bygges ut mer fornybar kraftproduksjon, vil det fortsatt være mange timer der gasskraft er prissettende på kontinentet. Prisdriverne og antagelsene som beskrevet i kapittel 5.1 og 5.2, påvirker kraftprisene i det nordiske markedet – både direkte gjennom kraftutveksling mellom Norden og kontinentet, og indirekte gjennom at kontinentale priser setter alternativkostnaden for nordisk vannkraft.

<sup>29</sup> Som nevnt, å bygge mer nett er ikke det eneste tiltaket som forutsettes. Vi antar generelt en mer balansert utvikling av vindkraftproduksjon, forbruk og nett på prisområdenivå for å minimere systemkostnadene og å ha en mer balansert nordiske kraftsystem.



Selv om Norden utvikler et kraftoverskudd gjennom markedsbaserte investeringer i vindkraft og ny kjernekraft i Finland, er dette ikke nok til å motvirke fullt ut den generelle trenden av en langsiktig økning i kraftpriser på kontinentet.

I gjennomsnitt har den nordiske kraftprisen vært 38 €/MWh siden 2010. Men kraftprisen var ca. 45 €/MWh i 2018, under 25 €/MWh i 2015 og i nærheten av 60 €/MWh i 2010<sup>30</sup>. Dette skyldes hovedsakelig utviklinger i SRMC for kull og hydrologisk kraftbalanse, som vist i Figur 8. Vi forventer at den nordiske kraftprisen vil ligge rundt 44 €/MWh i 2025 og 52 €/MWh i 2040 for et normalår:

- **2025** – Kraftprisen i Norden er relativt uendret fra 2018 til 2025 og vi forventer ganske like priser i Norge, Sverige og Finland (rundt 43 €/MWh). At finske priser nærmer seg de norske og svenske, kan forklares gjennom en betydelig forbedring i forsyningssituasjonen i Finland takket være oppstart av kjernekraftverket Olkiluoto 3 planlagt i 2020. De danske prisene ligger mellom prisene i de nordiske vannkraftmarkedene og resten av Europa, på rundt 52 €/MWh.
- **2040** – Kraftprisen i Norden stiger videre fra 2025 mot 2040. Danmark har fortsatt den høyeste kraftprisen i Norden (55 €/MWh). Redusert overskudd i Sverige og Finland, som følge av at kjernekraft starter å bli lagt ned mot slutten av 2030-årene, fører til høyere pris enn i Norge. Vi forventer en kraftpris i 2040 på 50 €/MWh i Norge, 53 €/MWh i Sverige og 54 €/MWh i Finland.
- **Økt prisforskjell intern i Norge og Sverige** – Vi antar økt vindkraftproduksjon i de nordligste prisområdene. Dette, sammen med det faktum at forbrukstygdepunktet og mellomlandforbindelsene ligger i de sørlige prisområdene, fører til en økning i prisforskjell internt i både Sverige og Norge på kort til mellomlang sikt. I Norge får vi den laveste områdeprisen i NO4 i 2025 og NO3 i 2040. Den høyeste områdeprisen får vi i NO2 i 2025 og NO5 i 2040. Endringen kan forklares gjennom at det bygges en direkte kobling til Storbritannia fra NO5 i 2030. I Sverige får vi den laveste områdeprisen i SE1 og den høyeste i SE4. Intern prisforskjell i Norden er størst i 2020-årene, og blir deretter gradvis redusert mot 2040 takket være en mer balansert utvikling i etterspørsel, produksjon og internt nett på prisområdenivå.
- **Prisforskjell på kontinentet** – Også i Europa vil det bli interne prisforskjeller, med et spenn fra 47 €/MWh til 63 €/MWh i 2025 og fra 54 €/MWh til 62 €/MWh i 2040. Kraftprisene på kontinentet (og da særlig i Tyskland hvor kjernekraft fases ut) stiger frem mot 2025 og holder seg deretter relativt mer flate fram til 2040. Storbritannia har den høyeste kraftprisen i 2018, 2025 og 2040. Men ettersom CPF (Carbon Price Floor) gradvis mister sin betydning som følge av økende CO<sub>2</sub>-pris, er utviklingen ganske flat over perioden sammenlignet med resten av kontinentet. Den franske kraftprisen forventes - motsatt utviklingen ellers på kontinentet - å gå ned fram til 2025. Dette skyldes økning i fornybar uten vesentlig endring i annen produksjon. Etter 2025 forventes prisstigning i Frankrike på grunn av gradvis utfasing av kjernekraft.
- **Nordisk prisnivå mot kontinentet** – Prisforskjell mellom Norden og kontinentet stiger fram til 2025 for deretter å falle litt. Nordisk prisnivå er fortsatt betydelig lavere enn det generelle kontinentale prisnivået i 2040.

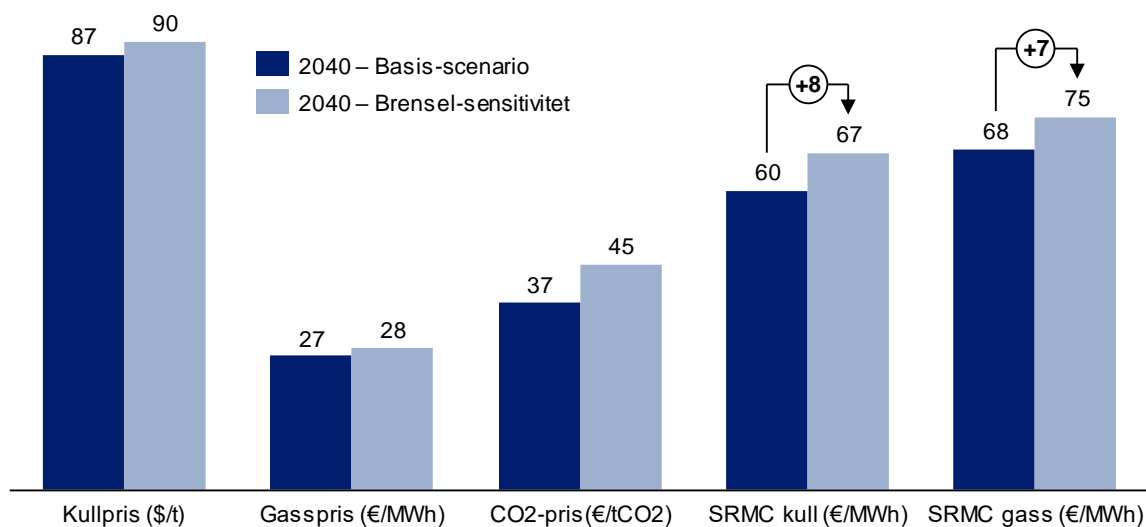
## 5.4 Sensitivitetsanalyser

Usikkerhet i modelleringsantagelsene øker jo lenger frem vi ser. Dette gjør det nødvendig å undersøke hvordan endring av viktige drivere slår ut på prognosene. Det har vi gjort gjennom tre sensitivitetsanalyser, presentert under.

<sup>30</sup> Real verdi 2018 og gjennomsnittet av alle de nordiske områdeprisene.

- I **Brensel-sensitivitet** antar vi 50 % større økning i brensels- og CO<sub>2</sub>-pris fra 2025 til 2040. Resultatet er presentert i Figur 18. Merk at marginalkostnaden for gass (SRMC gass) – som er den viktigste prisdriveren på kontinentet på lang sikt – øker med 7 €/MWh i 2040 sammenlignet med Basis-scenariot.
- I **IC-sensitivitet** regner vi med en tettere integrasjon mellom Norden og kontinental-Europa. Dette fører til at det blir bygd tre nye kabler ut av Norden: 700MW fra Sverige til Tyskland, 700MW fra Danmark til Tyskland og 1400MW fra Norge (NO5) til Storbritannia.
- I **RES-sensitivitet** antar vi 50 % mer vindkraftutbygging fra 2025 til 2040 (uten å bygge mer infrastruktur for kraftoverføring). Økningen kommer alle prisområder i form av landbasert vindkraft, som er den mest lønnsomme teknologien i regionen. Dette gir en økning på 18 % i landbasert vindkraftproduksjon i Norden i 2040 sammenlignet med Basis-scenariot.

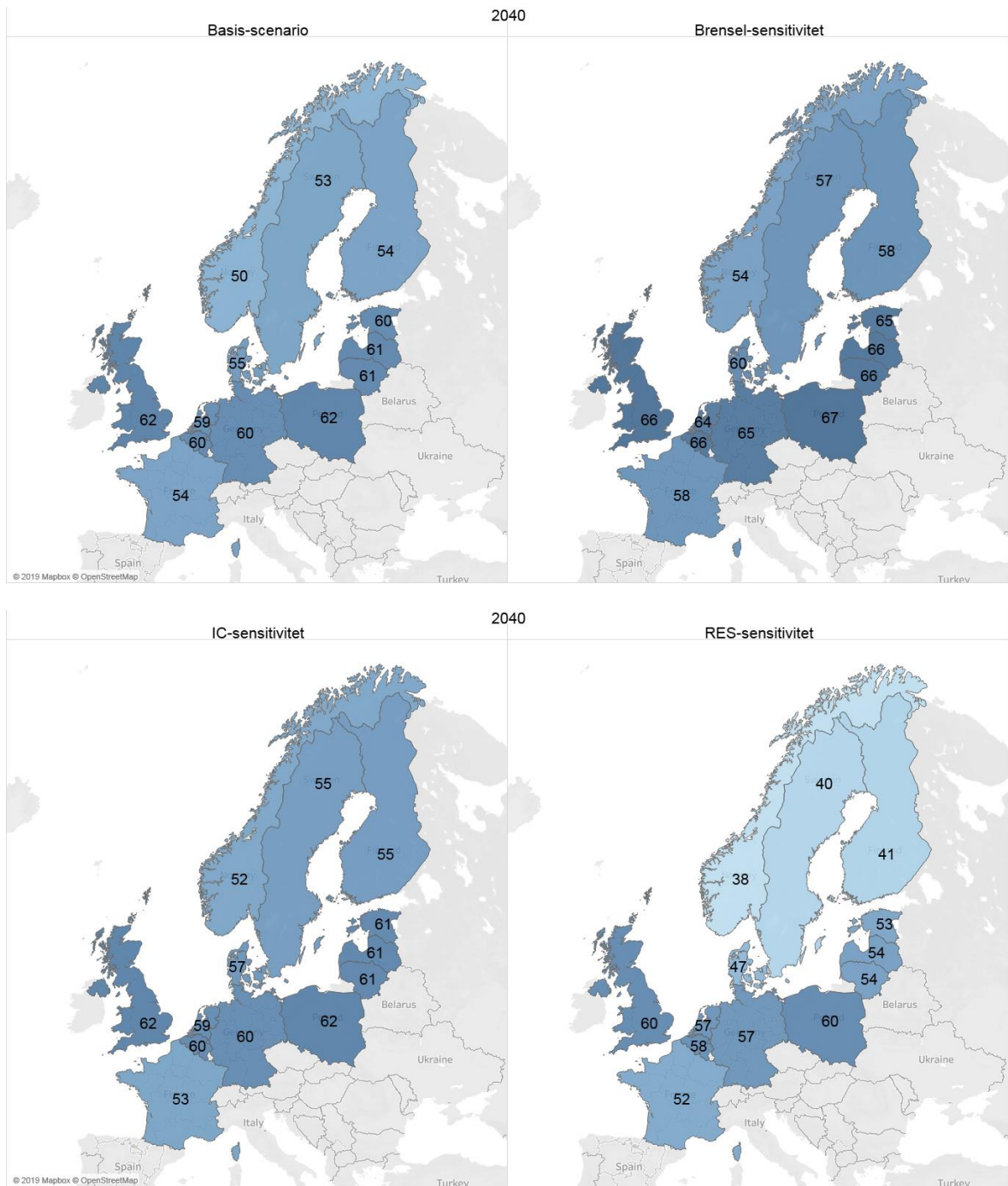
**Figur 18 – Brensel- og CO<sub>2</sub>-pris i 2040, Basis-scenario og Brensel-sensitivitet (realverdi 2018)**



Kilde: IEA, Pöyry Management Consulting.

Figur 19 oppsummerer resultater fra Basis-scenariot og sensitivetsanalysene i 2040 for et normalår. Prisene vist for Sverige, Norge og Danmark er gjennomsnittet av områdeprisene. Vi ser at de nordiske kraftprisene øker i Brensel-sensitiviteten og IC-sensitiviteten. Økningen er mest markant i Brensel-sensitiviteten. RES-sensitiviteten gir en forholdsvis stor nedgang i de nordiske prisene.

**Figur 19 – Forventet kraftpris i Norden og i naboland til Norden, Basis-scenario og sensitivitetsanalyser (€/MWh, realverdi 2018)**



Kilde: Pöry Management Consulting.

Hovedkonklusjoner for hver sensitivitetsanalyse er som følger:

- **Brensel-sensitivitet** – En økning i SRMC for gass på 7 €/MWh og i SRMC for kull på 8 €/MWh øker kontinentale kraftpriser med rundt 5 €/MWh. Årsaken til at kraftprisene øker mindre enn marginalkostnaden for produksjon, er at kull og gass ikke setter prisen i alle timene (spesielt kull som utfases på lang sikt og blir mindre betydningsfull). Dette vil bli forsterket i fremtiden når bidraget fra fornybar energi med null marginalkostnad øker. Den norske kraftprisen øker med ca. 4 €/MWh i gjennomsnitt og sammenlignet med Basis-scenarioet. Dette er ganske likt i hele Norden, men de sørlige prisområdene og Finland er generelt litt mer påvirket av prisøkningen på grunn av den mer direkte koblingen til de kontinentale prisene.
- **IC-sensitivitet** – Gitt at det nordiske kraftoverskuddet (bestemt av energitilgangen og kraftforbruket i Norden) er konstant, vil ikke økt utvekslingskapasitet mot kontinentet føre til økt eksport ut av Norden over tid. Derimot vil magasinert vannkraft få mulighet til å erstatte mer termisk produksjon i perioder med høy pris på kontinentet. Dette gjør at kraftprisen i de nordiske prisområdene ødker med rundt 2 €/MWh i gjennomsnitt. Den største endringen er i NO5 (ca. +4 €/MWh), hvor vi ser størst endring i kraftutveksling fra Basis-scenarioet. I sensitiviteten er det en ekstra kabel mellom NO5 og Storbritannia, og den høye prisen i Storbritannia gjør kraftutveksling gunstigere enn mot andre land i Europa. Sett i gjennomsnitt over året, er kontinentale priser relativt lite påvirket av en tettere integrasjon med Norden – kraftprisene endrer seg generelt med mindre enn 0,5 €/MWh på kontinentet. Dette kan forklares med at den nordiske flyten ikke setter prisene ofte nok til å ha stor betydning, samt at overføringskapasitet ut fra Norden er ganske liten sammenlignet med det kontinentale kraftsystemets størrelse. Prisforskjellen mellom Norden og kontinentet er derfor redusert i dette scenarioet sammenlignet med i Basis-scenarioet.
- **RES-sensitivitet** – De kontinentale prisene går ned med ca. 2 €/MWh<sup>31</sup> mens de nordiske kraftprisene blir redusert fra 7 €/MWh til 14 €/MWh. De nordiske områdeprisene blir redusert med 10 €/MWh i sør og 13 €/MWh i nord, i gjennomsnitt<sup>32</sup>. Uten mer forbruk eller nettutbygging, blir kraftoverskuddet i nord innestengt. Den høyeste prisedgang er derfor observert i NO4, med NO3, Finland og Sverige følgende like bak. Bare en del av det økte kraftoverskuddet kan bli eksportert ut av regionen og prisforskjellen mot kontinentet øker derfor markant i dette scenarioet.

## 5.5 Oppsummering av kraftprisresultater

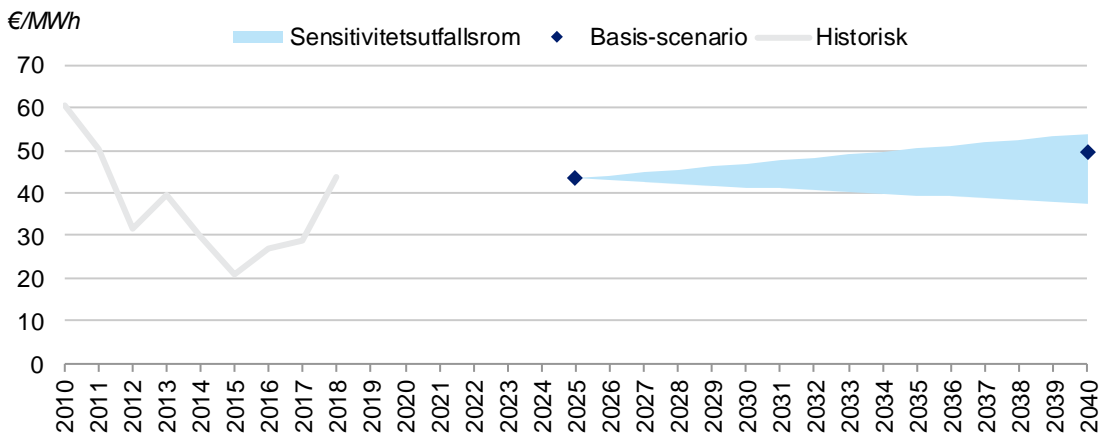
Figur 20 oppsummerer resultatene av kraftmarkedsanalysen. Vi presenterer her utviklingen i kraftpris for Norge i Basis-scenarioet, samt utfallsrom gitt av sensitivitetsanalysene for et normalår, sett opp mot historiske priser. Prisene er vist for gjennomsnittet av områdeprisene.

Som figuren viser er de norske kraftprisene forventet å ligge på samme nivå som historisk gjennomsnitt. I enkeltår, som 2015-2017, har prisen vært lavere enn forutsett i fremtiden. Forventet nivå i 2025 er ganske likt strømprisen i 2018. Fra 2025 til 2040, øker norsk kraftpris med 14 % til ca. 50 €/MWh. Utfallsrommet viser at norsk kraftpris kan bli så lav som 38 €/MWh i 2040 (RES-sensitivitet) og så høy som 54 €/MWh (Brensel-sensitivitet).

<sup>31</sup> Bortsett fra Baltikum som reduseres med ca. 7-8 €/MWh siden de er små markeder forholdsvis tett koblet til det nordiske markedet.

<sup>32</sup> Nord inkluderer her de følgende nordiske prisområdene: FI, SE1, SE2, NO3 og NO4. Sør inkluderer SE3, SE4, NO1, NO2, NO5, DK1 og DK2.

**Figur 20 – Utvikling i Norsk kraftpris, Basis-scenario, sensitivitetsanalyser og historisk (€/MWh, realverdi 2018)**



Kilde: Pöyry Management Consulting.

I Basis-scenarioet utarbeidet her for OED, ser vi en gradvis langsiktig økning i den nordiske kraftprisen drevet av en kombinasjon av:

- **Gass- og CO<sub>2</sub>-pris.** Gassprisen øker gradvis over tid i scenarioet. CCGT-kraftverk setter prisen oftere enn kullkraftverk på kontinentet, noe som betyr at kraftprisen blir mer sensitiv for gasspris over tid. Utslippsmål og tilhørende tiltak gir en høyere CO<sub>2</sub>-pris på lang sikt.
- **Sterkere knytning til kontinent.** Dette gir Norden en eksport mulighet i perioder med høye priser på kontinentet, noe som presser de nordiske prisene oppover.
- **Innstramning av effektbalansene.** Dette er et resultat av økt strømforbruk i Europa, i tillegg til at gamle termiske anlegg blir lagt ned (grunnet strengere miljøregelverk), samt politisk bestemt nedleggelse av eksisterende kraftverk (f.eks. kjernekraft i Tyskland). Dette presser strømprisen opp på grunn av at:
  - Dyrere kraftverk kjører oftere for å møte strømforbruket; og
  - I perioder hvor marginene er veldig stramme, er det sannsynlig at disse kraftverkene byr produksjon inn i markedet til en pris som er høyere enn de kortsiktige marginale kostnadene.

Selv om sensitivitetsanalyser hjelper for å undersøke mulige påvirkninger av viktige drivere, er det viktig å huske at bildet er mer sammensatt enn dette, ettersom flere drivere vil påvirke hverandre. For eksempel vil en tettere knytning til kontinentet isolert sett gi høyere kraftpris, men også rom for mer lønnsom utbygging av fornybar kraftproduksjon. Dette vil igjen presse prisene nedover. Det er derfor mulig at selv om det blir bygd mer utvekslingskapasitet mellom Norden og kontinentet enn det som er antatt i Basis-scenarioet, kan økningen i kraftpris være mindre enn det som er vist i IC-sensitivitet. På samme måte vil mer fornybar kraftproduksjon isolert sett øke prisforskjellen mot kontinentet, noe som øker lønnsomheten av å bygge nye forbindelser ut av Norden, noe som igjen reduserer prisforskjellen mot kontinentet.

## 6. IMPLIKASJONER FOR SLUTTBRUKERPRISENE

Som diskutert i de foregående kapitlene, er engrosprisen for strøm relativt lav i Norge og de øvrige nordiske landene sammenlignet med de fleste land på kontinentet og Storbritannia. 2018 var et relativt tørt år, og kraftprisen i Norden lå rundt 7 €/MWh over gjennomsnittet for de foregående 10 årene, mens den i de første 9 månedene i 2019 har vært mer normal. Problemer ved franske kjernekraftverk i 2018 gjorde at prisene i det området ble presset opp. Prisforskjellen mot Tyskland i 2018 er imidlertid lavere enn den har vært historisk.

Tabell 4 viser forskjell i kraftpris mellom Norge og de andre landene i 2018, hittil i 2019, og for prognoseårene 2025 og 2040 for Basis-scenariot. For Norge viser vi kraftpris i NO2, og for Sverige SE3, da disse prisområdene er mest representative for de store forbrukssentrene. Priser som er mer enn 2 €/MWh høyere/lavere enn den korresponderende, norske prisen er markert i henholdsvis grønt/oransje.

**Tabell 4 – Forskjell i kraftpris mellom Norge og andre land (€/MWh realverdi 2018)**

	Sverige	Finland	Danmark	Tyskland	UK	Frankrike	Belgia	Nederland
2018	1,3	3,6	0,8	0,1	21,7	7,0	12,2	9,3
2019**	-1,1	4,8	-0,7	-2,5	10,4	-0,2	-0,1	2,6
2025	-4,7	-6,2	3,1	7,9	14,2	-1,9	8,1	6,8
2040	4,3	4,3	5,1	10,3	13,0	4,3	11,0	9,8

\* Gjennomsnittspris i årets første 9 måneder

Tabellen viser at forskjellene mot kontinentet og Storbritannia med noen få unntak øker fra 2019 til 2025, og at økningen fortsetter for alle land fram mot 2040. I Sverige og Finland blir imidlertid prisene lavere enn den norske i 2025. Dette skyldes i hovedsak at det settes i drift mye ny produksjonskapasitet i Sverige (vind) og Finland (kjernekraft) på begynnelsen av 2020-tallet, som det tar litt tid for markedet å absorbere.

I Basis-scenariot er gjennomsnittlig prisforskjell mellom Norge og de øvrige landene 7,1 €/MWh i 2040. Selv om det absolute prisnivået endrer seg i sensitivitetene, er prisforskjellen mellom land mindre påvirket. I Brensel-sensitiviteten er forskjellen i gjennomsnitt 7,8 €/MWh, og i IC-sensitiviteten er den 5,6 €/MWh, altså bare 1,5 €/MWh lavere enn i Basis. Kun i RES-sensitiviteten er det en vesentlig endring i forholdet mellom land, med en prisforskjell mellom Norge og de øvrige landene på 13,8 €/MWh.

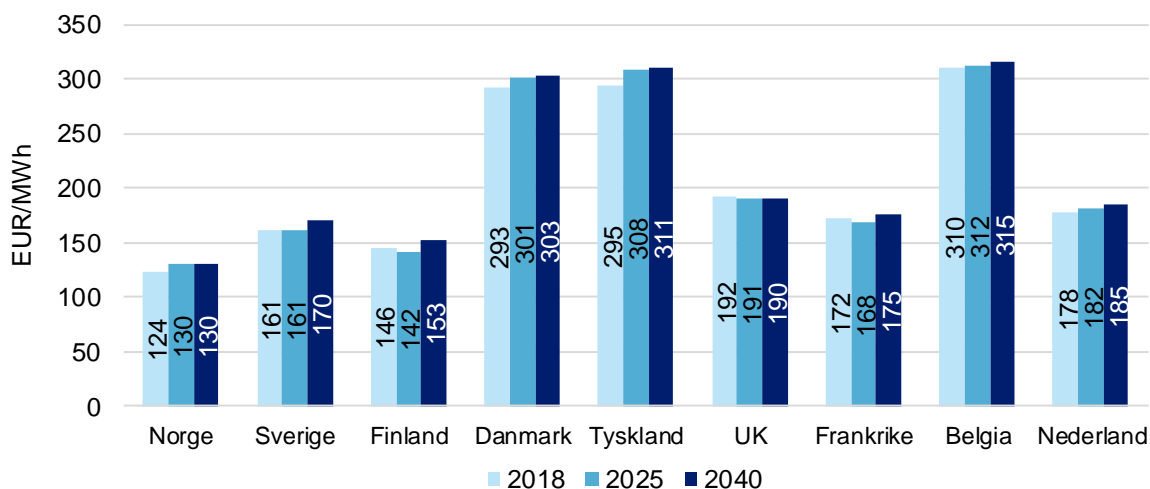
Betydningen av de økende prisforskjellene for sluttbrukerprisen er svært forskjellig avhengig av om man ser på husholdninger eller store forbrukere, ettersom spotprisen utgjør en mye større andel av totalkostnaden for store enn for små forbrukere. Nedenfor diskuterer vi effekten for begge forbruksgrupper i Basis-scenariot, under forutsetning av at nettkostnader, skatter og avgifter forblir uendret. Dette er selvsagt en grov forenkling. For det første er nettariffene i noen land delvis avhengig av kraftprisen (f.eks. eventuelle ledd som skal dekke overføringstap), dessuten er det naturlig å forvente at både tariff- og avgiftsmodeller endres over tid. Analysen gir likevel en indikasjon på hvordan sluttbrukerpriser kan tenkes å utvikle seg.

## 6.1 Sluttbrukerpriser for husholdninger

Spotprisen utgjør en begrenset andel av sluttbrukerprisen for husholdninger: 35 % i Norge, og 25 % i gjennomsnitt for de øvrige 8 landene. Dermed vil en økning på noen få euro i spotpris (12 % i gjennomsnitt til 2025 og 15 % til 2040) ha en langt lavere prosentvis effekt på sluttbrukerprisene (1 % i 2025 og 3 % i 2040). Selv om økningen i spotpris er ulik i de ulike landene, er andelen den utgjør i sluttbrukerprisen for liten til at det endrer bildet. Norge fortsetter dermed å ha de laveste sluttbrukerprisene for husholdninger gjennom hele perioden.

Figur 21 viser utvikling i sluttbrukerpriser for husholdninger i Basis-scenarioet.

**Figur 21 – Utvikling i sluttbrukerpriser for husholdninger (€/MWh, realverdi 2018)**



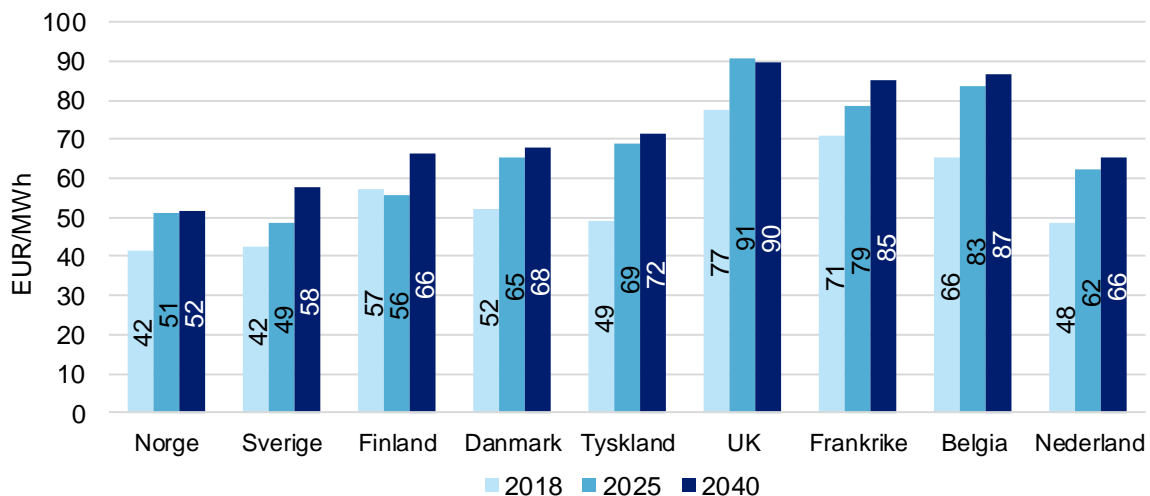
Kilde: Eurostat, nasjonal statistikk, analyse fra Pöyry

## 6.2 Sluttbrukerpriser for store forbrukere

Spotprisen utgjør en vesentlig større andel av sluttbrukerprisen for store forbrukere: 94 % i Norge, og 73% i gjennomsnitt i de øvrige landene. Effekten av en økning i spotpris er derfor langt større enn for husholdninger. Basisåret i sammenligningen for store forbrukere er 2019 (årets 9 første måneder). Gjennomsnittlig kraftpris i de ni landene øker med 28 % til 2025 og 40 % til 2040 i Basis-scenarioet, mens forskjellen i sluttbrukerpris mellom Norge og de øvrige landene øker med henholdsvis 20 % og 28 % i de samme periodene. Det er forskjeller i prisutvikling mellom landene, men med unntak av Sverige og Frankrike fram til 2025, og Finland gjennom hele perioden, så øker forskjellene i sluttbrukerpris for store forbrukere mer i andre land enn i Norge. Norge opprettholder og delvis styrker dermed sin posisjon som et attraktivt vertsland for kraftintensiv industri.

Figur 22 viser utvikling i sluttbrukerpriser for store forbrukere i Basis-scenarioet fra 2019 til 2025 og 2040.

Figur 22 – Utvikling i sluttbrukerpriser for store forbrukere (€/MWh, realverdi 2018)



Kilde: Eurostat, nasjonal statistikk, analyse fra Pöyry

Sensitivitetsberegningene som er gjennomført, endrer ikke dette bildet. Som påpekt i innledningen til kapitlet, er de kun små endringer i relativ kraftpris mellom land i Brensel- og IC-sensitivitetene. RES-sensitiviteten, der prisforskjellen mellom Norge og øvrige land øker betydelig, bidrar til å forsterke Norges konkurranseposisjon.

Det kan være verdt å nevne at utformingen av CO<sub>2</sub>-kompensasjonsordningen på europeisk og nasjonalt nivå kan innebære en viss konkurransevridding dersom en stor del av prisøkningen på strøm skyldes økninger i CO<sub>2</sub>-prisen. Grunnen er at CO<sub>2</sub>-kostnadene ikke fullt ut kompenseres, og at det er forskjeller i hvordan ordningen er implementert i de ulike landene. Vi har ikke gjennomført noen analyse av denne effekten som en del av prosjektet.



## Annex A – SLUTTBRUKERPRIS HUSHOLDNINGER

	NORGE	SVERIGE	DANMARK
<b>Priskomponenter</b>			
<b>Forsyningskostnader</b>	<p>Strømprisen har 3 elementer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elektrisitetspris: følger NordPool-prisen, 75 % av kontraktene er spotpriskontrakter, kun 2-3 % er fastpris</li> <li>▪ Elsertifikatpris: leverandørene må kjøpe elsertifikater for å dekke en andel av forbruket. Prisen varierer med markedet, og kostnadene belastes forbruker.</li> <li>▪ Leverandørmargin.</li> </ul>	<p>Strømprisen har 3 elementer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elektrisitetspris: 50 % av kontraktene er spotpriskontrakter, 30 % er fastpris, 12 % er «tildelt kontrakt»</li> <li>▪ Elsertifikatpris: leverandørene må kjøpe elsertifikater for å dekke en andel av forbruket. Prisen varierer med markedet, og kostnadene belastes forbruker. s</li> <li>▪ Leverandørmargin.</li> </ul>	<p>Husholdningenes strømpris følger NordPool-prisen</p>
<b>Nettkostnader</b>	<p>Det er store variasjoner i nettkostnader avhengig av nettselskap, fra i overkant av 20 til over 70 €/MWh. De fleste tariffmodellene er basert på energitariffer, men effekttariffer forventes å bli mer vanlig i framtiden.</p>	<p>Det er store variasjoner i nettkostnader avhengig av nettselskap og forbruk – fra 20-60 €/MWh for forbruk på 20MWh/år til 30-90 €/MWh for forbruk på 10MWh/år. Effekttariffer har blitt mer vanlig, og benyttes av mange mindre nettselskaper.</p> <p>Nettkostnadene har steget betydelig gjennom flere år (~60 % i de siste 10 årene). Trenden kan endre seg når det innføres inntektstak for nettselskaper for perioden 2020-2023.</p>	<p>Nettariffene består av fire elementer: lokal abonnementsavgift, det lokale nettselskapets kostnader, kostnader for overliggende nett, og TSO-tariff</p> <p>De lokale nettariffene varierer mellom nettselskap (fra rett under 20 €/MWh til rett under 30 €/MWh).</p>
<b>Skatter og avgifter</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Merverdiavgift (Mva) = 25 %.</li> <li>▪ Husholdninger betaler to energirelaterte skatter som kreves inn gjennom nettselskapene:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Forbruksavgift: en fast avgift per kWh for alle husholdninger (med unntak av Finnmark and Nord-Troms).</li> <li>– Enova-avgift: en fast avgift per kWh.</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mva = 25 %.</li> <li>▪ Husholdninger betaler energiskatt. Nivået økte med 7 % fra 2017 til 2018. Noen kommuner i nord har redusert avgift.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mva = 25 %.</li> <li>▪ Forbruksavgiften: en fast avgift på 120 €/MWh. Lavere sats for forbruk over 4000kWh for oppvarmingsformål (35 €/MWh)</li> <li>▪ PSO-avgift en fast avgift per kWh.</li> </ul>

	FINLAND	TYSKLAND	STORBRITANNIA
<b>Priskomponenter</b>			
<b>Forsyningskostnader</b>			
	Bare 10 % av kontraktene er koblet til spotprisen i markedet	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energikomponenten i sluttbrukerprisen er vesentlig høyere enn spotprisen i markedet, og inkluderer leverandørens margin. De fleste kontraktene har en ramme på 1-2 år, og reflekterer framtidige prisforventninger. Det er regionale forskjeller i kontraktene.</li> </ul>	Energikomponenten har fire elementer: elektrisitetspris (som følger spotprisen), kostnader til selskapenes forpliktelse til å kjøpe fornybar energi (ROC), balansetjenester og overføringstap. <ul style="list-style-type: none"> <li>I tillegg kommer leverandørens driftsutgifter og -margin</li> </ul>
<b>Nettkostnader</b>			
	Nettariffene variere betydelig fra nettselskap til nettselskap	Nettariffen er basert på en inntektsramme som hvert år beregnes per nettselskap og besluttes av reguleringsmyndigheten. Tariffnivået varierer mellom regioner og nettselskap.	Nettkostnadene har tre elementer, som varierer med beliggenhet: <ul style="list-style-type: none"> <li>Transmission use of system: tariff på forbruk mellom kl. 16 og 19</li> <li>Distribusjonstariff: fast avgift per dag per kW forbrukt. Områder med høye transmisjonskostnader har ofte lavere distribusjonstariffer.</li> </ul> Kostnad for overføringstap
<b>Skatter og avgifter</b>			
	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mva = 24 %.</li> <li>Husholdninger betaler elektrisitetsavgift.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mva = 19 %.</li> <li>Husholdninger betaler en rekke spesifiserte avgifter: EEG-avgift (fornybarstøtte), KWKG-avgift (støtter kraftvarmeverk), Øko-avgift (klima), offshore nettavgift, og nettkompensasjonsavgift</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mva = 5 %.</li> <li>3 energirelaterte avgifter: FiT, FiT CfD og kapasitetsmarkedsavgift.</li> </ul>

	FRANKRIKE	NEDERLAND	BELGIA
<b>Priskomponenter</b>			
Forsyningskostnader	<p>Energikomponenten har fire elementer: elektrisitetspris, kapasitetspris (€/kW), forsyningskostnader og leverandørmargin.</p> <p>Frankrike har fortsatt regulerte priser for strøm til husholdninger.</p>	<p>Energikomponenten har to elementer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Elektrisitetspris: følger spotmarkedet tett, men det finnes også fastpriskontrakter</li> <li>▪ Faste avgift: varierer mellom leverandører, men var i snitt €32 i 2018 (observerte avgifter i området €20-€80).</li> </ul>	<p>Energikomponenten har tre elementer:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ elektrisitetspris: følger spotmarkedet</li> <li>▪ bidrag til fornybar energi: dekker deler av leverandørens kostnader til sertifikater for fornybar energi (varierer mellom regioner)</li> <li>▪ leverandørmargin.</li> </ul>
Nettkostnader	<p>Nettkostnadene består av kostnader til transmisjons- og distribusjonsnettoperatorene. Tariffene er nasjonale, uten regionale variasjoner.</p> <p>Hovedelementet er en energitariff, men tariffen inkluderer også en fast avgift, målekostnader og en avgift for abonnert effekt.</p>	<p>Nettkostnaden varierer mellom områder, men alle nettselskaper benytter kun kapasitetstariff.</p>	<p>Nettkostnaden består av tre elementer: transmisjonstariff, distribusjonstariff, og en fast avgift.</p> <p>Nettkostnadene varierer mellom nettselskapene, men er generelt høyere i Wallonia enn i Flanders region.</p>
Skatter og avgifter	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mva = 25 %.</li> <li>▪ To energirelaterte skatter:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– TLCFE-avgift: Skatt på forbruk som varierer mellom regioner</li> <li>– TICFE-CSPE-avgift: dekker støtte til fornybar energi, sosiale kostnader, mm.</li> </ul> </li> <li>▪ I tillegg kommer CTA-avgift, som dekker pensjoner til ansatte i elektrisitets- og gasssektorene.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mva = 21 %.</li> <li>▪ To energirelaterte skatter:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Energiavgift på forbruk under 10 MWh/år</li> <li>– Opslag Duurzame Energie (ODE): en avgift som finansierer støtte til fornybar energi.</li> </ul> </li> <li>▪ Fast refusjon: Forbrukere i bygninger som har en boligfunksjon har rett til en rabatt i sin totale strømkostnad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mva = 21 %.</li> <li>▪ Fire energirelaterte skatter:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Energibidrag til finansiell stabilitet i samfunnet</li> <li>– Føderalt bidrag til å finansiere regulators kostnader</li> <li>– Føderal PSO-avgift til finansiering av fornybar energi, strategisk reserve, og havvind</li> <li>– Regional PSO-avgift for regionale tiltak</li> </ul> </li> <li>▪ I tillegg iletter Wallonia en tilkoblingsavgift, mens Flanders iletter et bidrag til regionens energifond.</li> </ul>

(Denne siden er tom)

## Annex B – STORE KRAFTFORBRUKERE

NORGE	
<b>Industristruktur</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftintensiv industri (metaller, kjemikalier og kjemiske produkter, mineralprodukter, samt papir og papirvarer): 37TWh/år (30 % av norsk innenlands forbruk). Kraft utgjør 6-19 % av kostnadsbasen, avhengig av næring</li> <li>▪ Petroleumssektoren: 9TWh (inngår ikke i innenlands forbruk, regnes som energiproduiserende sektor)</li> <li>▪ Datasentre: Foreløpig lavt kraftforbruk, men sektoren kan potensielt vokse raskt</li> </ul>	
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Det nordiske kraftmarkedet er et deregulert, likvid marked. Store strømforbrukere kan handle strøm på kraftbørsen (gjennom fysiske eller finansielle kontrakter) eller gjennom langsiktige, bilaterale avtaler med kraftprodusenter.</li> <li>▪ I 2018 var over 20TWh av industriens forbruk kjøpt på bilaterale kontrakter. Gjennomsnittlig kraftpris i et gitt år kan dermed avvike fra den gjennomsnittlige spotprisen. Over tid vil imidlertid spotpris være en god indikasjon på prisnivået for nye kontrakter</li> </ul>	
Nettkostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Store kraftforbrukere er vanligvis koblet til sentral- eller regionalnettet. Tariffen i regionalnettet speiler gjerne sentralnettstariffen. Samlet tariff vil være høyere for kunder tilknyttet på regionalt nivå, hvor mye høyere vil variere fra nettselskap til nettselskap. Vi har kun hensyntatt sentralnettstariffen i analysen.</li> <li>▪ Statnetts (norsk TSO) forbrukstariff består av to ledd                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Kapasitetsavgift: Store kunder med høy brukstid og/eller er samlokalisert med kraftproduksjon kan få redusert kapasitetsavgift.</li> <li>– Energiavgift: Knyttet til strømprisen og varierer avhengig av om enheten bidrar til eller reduserer marginaltap i nettet. Tariffen kan dermed variere betydelig, og i perioder med høye kraftpriser til og med være negativ for noen kunder, avhengig av forbruksmønster og beliggenhet.</li> </ul> </li> <li>▪ Statnett har foreslått en rekke endringer i tariffmodellen, som kan føre til høyere tariffer for store forbrukere fra 2020.</li> </ul>	
Skatter og avgifter	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Forbruksavgift: Noen sektorer, inkludert industri- og bergverksproduksjon og datasentre med ytelse over 0,5 MW, har redusert avgift, noe som betyr at de fleste store forbrukere bare betaler 0,51 €/MWh. Enkelte kraftintensive prosesser (kjemisk reduksjon, elektrolyse, metallurgiske og mineralogiske industrielle prosesser) er fullstendig fritatt.</li> <li>▪ Elsertifikater: Gjennomsnittlig kostnad i 2018 var 1,8€/MWh. Kraftkrevende industri er stort sett unntatt elsertifikatplikten.</li> <li>▪ Enova-avgift: €99 per strømmåler, hvilket er en ubetydelig kostnad for store forbrukere.</li> </ul>	
Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Store strømforbrukere kan bli pålagt avgifter ikke direkte relatert til bruk av strøm. Eksempelvis er bruk av fossile brenslere underlagt mineraloljeavgift, CO<sub>2</sub>-avgift og SO<sub>x</sub>-avgift. Noen bransjer har reduserte skattesatser.</li> <li>▪ Selskapsskattesats: 22 % i 2019</li> <li>▪ Eiendomsskatt: Kommuner kan utstede eiendomsskatt på verdien av tomter og bygninger. Maksimal avgiftssats er 0,07 %. For industrien har kommuner også fått lov til å kreve eiendomsskatt på verdien av maskiner. Dette siste elementet vil gradvis fases ut mellom 2019 og 2025</li> </ul>	
<b>Arbeidsmarked</b>	
Sysselsettingsgraden for personer mellom 20 og 66 år var 76,2 % i 2018, og arbeidsledigheten var 3,9 %. Rundt 75 % av befolkningen som har fullført videregående skole og 35 % av befolkningen har universitetsgrad.	

## SVERIGE

### Industristruktur

- Kraftintensiv industri (tremasse- og papirindustri, kjemisk industri, gruver samt stål- og metallindustri): 37TWh strøm per år, tilsvarer omtrent 25 % av svensk innenlands energiforbruk. Strømkostnad kan tilsvare opptil 40 % av verdiskapningen.
- Datasentre: Jevnt økende forbruk, fra et lavt nivå

### Priskomponenter

#### Forsyningskostnader

- Det nordiske kraftmarkedet er et deregulert, likvid marked. Store strømfbrukere kan handle strøm på kraftbørsen (gjennom fysiske eller finansielle kontrakter) eller gjennom langsiktige, bilaterale avtaler med kraftprodusenter.
- En stor del av handelen skjer gjennom kraftbørsene

#### Nettkostnader

- Store kraftforbrukere er vanligvis koblet til regionale nett med et spenningsnivå på 70-130 kV.
- Den regionale nettтарiffen varierer mellom nettoperatorene. For stort forbruk består den vanligvis av en fast avgift, en avtalt årlig kapasitetsavgift for maksimal uttak og en energiavgift, inkluderer et visst uttak av reaktiv kraft.
- Svenska Kraftnäts (svensk TSO) forbrukstariff består av to ledd
  - Kapasitetsavgift: Basert på kundens kapasitetsbehov for inn- og uttak på hvert tilkoblingspunkt.
  - Energiavgift: Skal dekke kostnader for overføringstap forårsaket av innmating og uttak på de enkelte tilkoblingspunktene i transmisjonsnettet, og varierer med geografisk beliggenhet. Kan være negativ kostnad (dvs. inntekt for forbruker).
- Svenska Kraftnät har kunngjort endringer i tariffen for 2020, herunder betydelig økning i kapasitetsavgiften, en overgang til variabel tapspris for energiavgiften, og en økning i gebyrene for balanseansvarlige aktører. I følge Svenska Kraftnät kan endringene innebære en økning i kundenes nettkostnader på opp mot 35 %.

#### Skatter og avgifter

- Energiavgift: 32,4 €/MWh for alminnelig forbruk. Lavere sats på 0,5 €/kWh for industri, og datasentre med en total installert effekt på minst 0,5MW. Kraftkrevende industri er fritatt for beskatning for forbruk som brukes til spesifikke formål som elektrolyse, kjemiske reduksjonsprosesser, produksjon av glass eller metallproduksjon og prosessering.
- Elsertifikater: Gjennomsnittlig kostnad i 2018 var 1,8 €/MWh. Kraftkrevende industri er stort sett unntatt elsertifikatplikten.

#### Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden

- Sverige har også en CO<sub>2</sub>-avgift utenfor EU ETS, samt en NO<sub>x</sub>- og SO<sub>x</sub>-avgift som blir pålagt basert på utslipp fra drivstoff etter forbrenning. Noen bransjer har redusert avgiftssats eller fritak.
- Selskapsskattesats: 21,4 % i 2019
- Eiendomsskatt: Skattesatsen beregnes i utgangspunktet basert på eiendommens verdsettelsesverdi, i prinsippet 75 prosent av markedsverdien. Skattesatsen varierer imidlertid avhengig av hva slags eiendom det er, og for industrieiendommer utgjør skattesatsen 0,5 prosent.

#### Arbeidsmarked

Sverige har en av de høyeste sysselsettingsgradene i EU (83,3 % i 3. kvartal 2018). Arbeidsledigheten forventes å stabilisere seg på 6,2 % i 2019-2020 ettersom mangel på fagarbeidere sannsynligvis forhindrer at arbeidsledigheten faller ytterligere. Den svenske arbeidsformidlingen («Arbetsformidlingen») spår en fortsatt mangel på arbeidskraft de kommende årene i omtrent 150 av de 200 yrkene det dekker på grunn av misforhold mellom arbeidstakernes ferdigheter og næringslivets behov.

FINLAND
<b>Industristruktur</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftintensiv industri (skogindustri, metallindustrien og den kjemiske industrien): 36 TWh/år (2018), tilsvarer omtrent 41 % av finsk innenlands energiforbruk.</li> </ul>
<b>Priskomponenter</b>
Forsyningskostnader
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inngår i det nordiske kraftmarkedet. Store strømforbrukere kan handle strøm på kraftbørsen (gjennom fysiske eller finansielle kontrakter) eller gjennom langsiktige, bilaterale avtaler med kraftprodusenter.</li> </ul>
Nettkostnader
<p>Kraftkrevende industri er koblet til transmisjonsnettet, som drives av den finske TSOen, Fingrid.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ TSO-tariffen inkluderer avgifter for kapasitet, energi, topplastkapasitet og reaktiv kraft:                     <ul style="list-style-type: none"> <li>– Kapasitetstariff: Betales av kraftforbrukere som er direkte eller indirekte koblet til TSO-nettet og hvis lastbehov overstiger 1 MW netto elektrisk kraft.</li> <li>– Energitariff: Avhengig av tidspunkt innenfor dag og sesong, noe som resulterer i høyere energiavgifter på dag- og sommertid.</li> <li>– Tariff for maksimal effekt (strategisk reserve): Finlands utgifter til strategisk reserve dekkes inn gjennom en avgift på kraftforbruk, basert på forbrukstidspunkt (ukedager om vinteren).</li> <li>– Reaktiv effekt/energiavgift: Basert på den reaktive energien som overføres gjennom kundens tilkoblingspunkt.</li> </ul> </li> <li>▪ Fingrid har kunngjort at det kan komme strukturelle endringer i tariffene i neste periode (start 2020).</li> </ul>
Skatter og avgifter
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Forbruksavgift: Forbrukerne er delt inn i to avgiftsklasser. Industri, datasentre over 5 MW og profesjonell drivhusdyrking er i laveste skattekasse, som tilsvarer 6,90 €/MWh. Kraftkrevende industri får refusjon av avgift på strøm, hvis den overstiger 0,5 % av selskapets verdiskapning. Refusjonen betales bare ved beløp over € 50 000.</li> <li>▪ Avgift for strategisk lager: For å dekke statens utgifter til å sikre tilførsel av energi under eksepsjonelle omstendigheter, ilegges forbruk av flytende drivstoff, elektrisitet, kull og naturgass en strategisk lagringsavgift, som for strøm er 0,13 €/MWh i 2019.</li> </ul>
<b>Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Selskapsskattesats: 20 % i 2019</li> <li>▪ Eiendomsskatt: Varierer mellom 0,93-2,00 % avhengig av kommune</li> </ul>
<b>Arbeidsmarked</b>
<p>I Finland var sysselsettingsgraden 72,7 % i aldersgruppen 15-64 år i 2019. Trenden de siste fire årene har vært stigende. Arbeidsledigheten i 2019 er 5,9 %. Finland er et høyt utdannet land, hvor kun 27,9 % av befolkningen mellom 15 og 64 år ikke har fullført videregående skole.</p>

DANMARK	
<b>Industristruktur</b>	
■	Danmark har ingen betydelig kraftkrevende industri. De største forbrukerne er nærings- og nytelsesmiddelindustrien, kjemiske industri, og maskinindustri. Disse forbruker ca. 10 TWh/år, hvilket tilsvarer omtrent 30 % av dansk innenlands energiforbruk.
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
■	Inngår i det nordiske kraftmarkedet. Store strømfbrukere kan handle strøm på kraftbørsen (gjennom fysiske eller finansielle kontrakter) eller gjennom langsiktige, bilaterale avtaler med kraftprodusenter.
Nettkostnader	
■	Store kraftforbrukere er vanligvis koblet til sentral- eller regionalnettet. Samlet tariff vil være høyere for kunder tilknyttet på regionalt nivå, hvor mye høyere vil variere fra nettselskap til nettselskap.
■	Energinet.dks (dansk TSO) nettariff for stort for bruk er 10,7 €/MWh, og består av <ul style="list-style-type: none"> <li>– Systemavgift: 4,8 €/MWh</li> <li>– Overføringsavgift: 5,9 €/MWh og systemavgiften er, hvilket tilsvarer en samlet nettariff på 10,7 €/MWh for sentralnettet i 2018.</li> </ul>
■	Energinet.dk innkrever også en PSO-tariff <sup>33</sup> som skal dekke offentlige utgifter til miljøvennlige energitiltak. I 2016 inngikk et flertall i det danske parlamentet en avtale om at PSO skal fases ut. Avgiften er vesentlig lavere i 2019 (5,8 €/MWh i gjennomsnitt) enn i tidligere år. Kraftkrevende industri kan få lavere PSO-avgift (inntil 85 % reduksjon) dersom de inngår en avtale om energieffektiviseringstiltak.
Skatter og avgifter	
■	Elavgift: I 2019 var elavgiften 120 €/MWh. Strømfbruk til prosessformål (inkl. drift av maskiner, pumper og motorer, produksjonsvirksomhet) betaler redusert elavgift, hvilket betyr at de fleste store kraftforbrukere kun betaler 0,54 €/MWh.
<b>Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden</b>	
■	CO <sub>2</sub> -avgift: Dansk industri betaler CO <sub>2</sub> -avgift på lette og tunge fyringsoljer, kull og naturgass. I stedet for å innlemme inntektene i statsbudsjettet, brukes 40 % til miljøsubsidier og 60 % blir returnert til industrien. Regjeringen tilbyr også 25 % reduksjon av skatten til selskap som signerer en energispareavtale med transport- og energidepartementet.
■	Selskapsskattesats: 22 % i 2019
■	Eiendomsskatt: næringsaktører betaler eiendomsskatt, som i 2019 er på 0,001 % (1 promille) av eiendommens verdi.
<b>Arbeidsmarked</b>	
■	Danmark har et fleksibelt arbeidsmarked og konkurransedyktig lønnsnivå, og den danske arbeidsstyrken er høyt utdannet og produktiv. Sysselsettingsgraden er 74,1 % og arbeidsledigheten er på 3,7 % av arbeidsstyrken. Den danske arbeidsmarkedsmodellen, Flexicurity, er kjent for sin evne til å reflektere arbeidsgivers behov og samtidig ivareta de ansattes velferd.
■	Fra januar 2019 var ledigheten i Danmark 4,0 %.

<sup>33</sup> «Public Service Obligation», offentlig tjenesteforpliktelse.



TYSKLAND	
<b>Industristruktur</b>	
■	Kraftintensiv industri (kjemikalier, byggematerialer, glass, metaller, papir og stål): 120TWh strøm per år, tilsvarer omtrent 25 % av tysk innenlands energiforbruk.
■	I 2018 var 2.156 tyske industribedrifter (rundt 4 % av alle industribedrifter, mer enn 50 % av strømforbruket) kvalifisert for reduksjoner i strømkostnadene.
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
Store strømforbrukere kan handle strøm på kraftbørsen eller gjennom bilaterale avtaler med kraftprodusenter. Gjennomsnittlig sluttbrukerpris har vist en nedadgående trend det siste tiåret. Over tid anser vi spotprisen for å være en god indikasjon på innkjøpsprisen for strøm til store forbrukere.	
Nettkostnader	
■	Stort strømforbruk er koblet til transmisjonsnett, som drives av en av de 4 tyske TSO-ene, eller til regionale distribusjonsnett. Regionale tariffer varierer fra region til region. Det pågår en prosess for å standardisere nettariifene for de 4 store transmisjonsnettområdene.
■	Transmisjonsnettariifene består av kapasitetsavgift, energiavgift, en fast målertserviceavgift (avhengig av spenningsnivået på tilkoblingspunktet) og administrative gebyrer.
■	Særlig store industriforbrukere (fra rundt 10GWh/år og forbruk 7000 timer/år) fritas helt fra nettariif.
Skatter og avgifter	
Tyske kraftforbrukere betaler en rekke avgifter som er innført for å finansiere ulike initiativer i energisektoren. Kraftkrevende industri har ofte rett til redusert sats.	
■	Elektrisitetsavgift/Øko-skatt: 20,5 €/MWh. Strøm fra fornybar energi er fritatt. Kraftkrevende industri kan fritas for elektrisitetsavgift.
■	Konsesjonsavgift: mellom 13,2 og 23,9 €/MWh, avhengig av kommunens størrelse. Kunder med årlig forbruk over 30MWh og en last som overstiger 30kW i minst to måneder av året, betaler redusert avgift (1,1 €/MWh) og kan i gitte tilfeller fritas helt.
■	EEG-avgift: EEG-andelen kan være så høy som 40 %. Kraftkrevende industri får redusert avgift for forbruk >1 GWh per uttakspunkt. Minimumsavgiften er 0,5 €/MWh for selskaper som produserer metaller, og 1 €/MWh for annen kraftkrevende industri.
■	KWKG-avgift: 2,8 €/MWh fra og med 2019. Kraftkrevende industri er berettiget til redusert avgift etter de samme reglene som for EEG-avgiften, men må minimum betale 0,3 €/MWh.
■	Kraftnett-avgift: Utgjør 3,05 €/MWh for forbruk opp til 1 GWh per uttakspunkt, og maksimalt 0,50 €/MWh for forbruk utover dette. Enkelte sektorer med stort strømforbruk, som f.eks. produksjonsindustri, betaler 0,25 €/MWh.
■	Offshore-avgift: Utgjør 4,16 €/MWh for forbrukere med et forbruk på opptil 1 GWh per uttakspunkt.
<b>Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden</b>	
■	Store strømforbrukere kan bli pålagt andre energi- og miljøavgifter, avhengig av type virksomhet, f.eks. energiavgift på bruk av fossile brensler.
■	Det gjennomsnittlige, samlede skattetrykket for selskaper er rundt 30 %. <ul style="list-style-type: none"> <li>– Selskapsskattesatsen er 15 %. Et tilleggsgebyr på 5,5 % ("solidaritetstillegg") av selskapsskatten øker den effektive selskapsskattesatsen til 15,825 %.</li> <li>– Handelsskatt: Kommunal skatt som varierer fra 7 % til 31,5 % av fortjeneste etter selskapskatt, med et gjennomsnitt på 12,6 % for Tyskland som helhet.</li> </ul>
■	Eiendomsskatt: Bestemt på kommunenivå. Skattesatsen varierer fra 0,003 % til 0,032 %.
<b>Arbeidsmarked</b>	
Sysselsettingsgraden for personer mellom 15 og 65 år var 75,9 % i 2018, og arbeidsledigheten var 5,2 %. Rundt 32 % av befolkningen som har fullført videregående skole ("Hochschulreife") og 18 % av befolkningen har universitetsgrad	

## STORBRITANNIA

### Industristruktur

- Kraftintensiv industri består i hovedsak av bergverks- og produksjonsindustri
- Industri der strømkostnadene utgjør 20 % eller mer av bruttoverdiskapningen, har unntak fra en del av avgiftene som er ment å finansiere støtteordninger for fornybar energi.

### Priskomponenter

#### Forsyningskostnader

Det britiske kraftmarkedet er et deregulert, likvid marked. De fleste store kraftforbrukere har kontrakt med elektrisitetsleverandører som gir en viss prissikring. Det er også mulig at hele eller deler av engrosprisen er knyttet til spotprisen.

#### Nettkostnader

- Store forbruker kunder er vanligvis tilkoblet på transmisjonsnivå, og betaler derfor ikke distribusjonsnettkostnader (som varierer etter region).
- TSO-tariffen er en spesifikk kapasitetskostnad (Transmission Network Use of System, TNUoS) på ~ 58 €/kWh som ilegges strømbruk i Triad-periodene (forbruk i de tre høyeste halvtimene, med minst 10 dagers mellomrom, mellom november og februar). Endel store forbrukere unngår TNUoS-kostnader ved å rampe ned/slå på «bak måler-produksjon».
- I tillegg belastes det for overføringstap (~ 1,8 %).

#### Skatter og avgifter

Britiske kraftforbrukere betaler en rekke avgifter som er innført for å finansiere ulike initiativer i energisektoren. Kraftkrevende industri har ofte rett til redusert sats.

- Fornybar forpliktelse (Renewable Obligation, RO): ~23 €/MWh. Kraftkrevende industri er kvalifisert for 85 % fritak fra RO samt andre fornybare subsidier (nevnt nedenfor).
- Innmatningstariff for små anlegg (ssFiT): ~6 €/MWh med 85 % fritak for kraftkrevende industri etter samme regler som for RO.
- Innmatningstariff med avtaler om forskjellskompensasjon (FiT CfD): FiT CfD er Storbritannias støttemekanisme for ny, storskala fornybarproduksjon.
- Klimaendringsavgift (Climate Change Levy, CCL): 10 €/MWh for industri, kommersiell virksomhet, landbruk og offentlig tjenesteyting. Det er mulig til å inngå en klimaendringsavtale (CCA) med Miljødirektoratet, som gir 93 % rabatt på CCL.

#### Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden

- Selskapsskattesatsen er 19 %, og reduseres til 17 % fra april 2020

#### Arbeidsmarked

Sysselsettingsgraden for personer mellom 15 og 65 år var 78,7 % i 2018, og arbeidsledigheten var 4,0 % i 2018.

<b>FRANKRIKE</b>	
<b>Industristruktur</b>	
■	Kraftintensiv industri (metaller, bilproduksjon, kjemikalier, jernbanetransport, og papirmasse og papir): 65-70 TWh/år, tilsvarer rundt 15 % av fransk, innenlands energiforbruk.
■	Kraftkrevende industri får delvis unntak for enkelte avgifter og nettariffer. Unntakene gjelder kun for spesifikke bransjer, og er underlagt kriterier (definert i lov) for kraftintensitet, forbruksprofil og lasttimer.
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
■	Det franske kraftmarkedet er et deregulert og relativt likvid marked. Som i Norden, kan store strømfbrukere handle strøm på kraftbørsen eller gjennom langsiktige PPA-er med kraftprodusenter.
■	EDF er forpliktet til å selge en del av sin produksjon (100TWh/år) til en regulert pris (42 €/MWh) som en del av AREHN-mekanismen. Det diskuteres hvorvidt ordningen skal videreføres etter 2025, når dagens forpliktelse opphører.
Nettkostnader	
■	Stort strømfbruk er normalt koblet til transmisjonsnettet som styres og drives av RTE (den franske TSO). Store forbrukere kan få rabatterte tariff under visse betingelser (energiintensitet, forbruksprofil, årlig forbruk og brukstid)
■	Transmisjonstariffen avhenger av spenningsnivået; store forbrukere tilkoblet ved 110 kV faller inn under HTB1 høyspenningsnivå. Tariffene er nasjonale; Frankrike har ikke regional- eller sonedifferensiert tariffing.
■	Tariffen består av faste elementer som dekker måling og administrasjon av produksjon, kapasitetsavgift og energiavgift. Kapasitet- og energiavgifter er differensiert etter sesong og tid på døgnet. Kapasitetsavgiften er basert på maksimalt forbruk over fem forskjellige perioder, og varierer gjennom året. Den variable avgiften ligger mellom 1,5 og 14,3 €/MWh, med et snitt på 5,1 €/MWh forutsatt stabilt forbruk gjennom året.
■	Dersom det er behov for tilleggs-/nødforsyningslinjer, eller om forbrukeren midlertidig overskrider sin maksimale abonnementskapasitet, påløper det tilleggsavgifter.
■	Nettverkstap og kostnader til balansekapasitet er inkludert i nettariffen
Skatter og avgifter	
■	Kapasitetssertifikater: Strømlieferandører må anskaffe nok kapasitetssertifikater til å dekke kundenes topplast. Sertifikatene handles i 2018/2019 til rundt 20 €/kW, og kostnadene overføres til sluttbrukerne gjennom strømregningen.
■	Forbruksavgift (TICFE/CSPE): 22,5 €/MWh. Kraftintensiv industri, og industri utsatt for CO <sub>2</sub> -lekkasje, betaler redusert avgift (1.0-7.5 €/MWh avhengig av energiintensitet). Datasentre betaler 12 €/MWh.
■	TLCFE-skatt: Dette er en lokal skatt som belastes for abonnenter under 250 kVA. Det er flere unntak avhengig av bransje (kjemikalier, elektrolyse, metaller, bransjer med svært høy energiintensitet, mineraler). Avgiften blir pålagt av leverandører og betalt til lokale myndigheter. Referansenivå for avgiften er 0,25 €/MWh for forbrukere mellom 36 og 250 kVA. I tillegg kommer multiplikasjonskoeffisienter (varierende av lokale myndigheter og byer).
■	CTA-skatt: 10,14 % for transmisjonsnettnivå, beregnet basert på faste kostnader, administrasjonskostnader, målerkostnader, dedikerte brukerkostnader (nødlinjer/-celler), og kapasitetsreservasjonsgebyr for nødlinjer. Dekker pensjonsrettighetene til personer som drar fordel av spesialordningen for ansatte i kraft- og gassindustri.
Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden	
■	Selskapskattesats: Harmoniseres og settes til 28 % fra 1. januar 2020
Arbeidsmarked	
Sysselsettingsgraden for personer mellom 15 og 65 år var 71,3 % i 2018, og arbeidsledigheten var 9,1 % i 2018.	

<b>BELGIA</b>	
<b>Industristruktur</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftintensiv industri (metaller, kjemikalier og mineraler, masse og papir, og mat og tobakk): 38 TWh/år, tilsvarer rundt 45 % av belgisk, innenlands energiforbruk.</li> <li>▪ Kraftkrevende industri får delvis unntak for noen skatter og grønne sertifikatavgifter (varierende etter region). Slike rabatter gis vanligvis bare hvis det foreligger sektoravtaler for energieffektivisering.</li> </ul>	
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Det belgiske kraftmarkedet er et deregulert og relativt likvidmarked. Store strømforbrukere kan handle strøm på kraftbørsen eller gjennom langsiktige PPA-er med kraftprodusenter. Over tid vurderer vi at spotprisen er en god indikator på strømprisen til store forbrukere.</li> </ul>	
Nettkostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Stort strømforbruk er vanligvis koblet til det føderale transmisjonsnett, som drives og administreres av Elia. Det er ingen lokal eller regional differensiering av transmisjonsnettskostnader for store forbrukere som er koblet til det høyeste spenningsnivået (&gt; 70 kV) i transmisjonsnett.</li> <li>▪ Transmisjonsnettariffen består av kapasitetsavgift og energiavgift. Kapasitetsavgiften er sammensatt av månedlige og årlige topplastgebyrer. Energiavgiften er delt mellom ulike elementer den er designet for å dekke, alt fra balanseringsreserver til styring av elsystemet og markedsintegrasjon. Det er også definert en tapsfaktor for peak- og off-peak-perioder, noe som øker kostnadene for leverandøren, da den vil måtte kjøpe litt mer strøm enn det oppgitte forbruket til kunden.</li> </ul>	
Skatter og avgifter	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Forbruksavgift ("Federal Contribution"): 3,3461 €/MWh. Det er redusert avgift for noen sluttbrukere basert på forhåndsdefinerte forbruksbånd. Stor, kraftintensiv industri vil se at den samlede skatten treffer det maksimalt tillatte, og dermed blir avkortet til € 250.000 per sted per år (+ 1,1 % for administrasjonskostnader).</li> <li>▪ Grønne sertifikater: Kostnadene for forbrukere er en funksjon av kvoteplikten for grønne sertifikater og markedsprisen (eller den garanterte minsteprisen) per sertifikat. Store forbrukere i Flandern og Wallonia (men ikke i Brussel-Hovedstadsregionen) kan få rabatt.</li> <li>▪ Flere skatter, avgifter og tariffer for offentlige tjenesteforpliktelser (PSO) blir inndrevet gjennom nettariffen fra Elia, med ulik geografisk dekning og differensiering mellom spenningstilkoblingsnivåer, herunder:                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Finansiering av kostnadene for havvindforbindelse (0,1613€/MWh);</li> <li>– Finansiering av føderale grønne sertifikater (7,2875 €/MWh);</li> <li>– Fornybar energi, kraftvarme og rasjonell bruk av energi i Flandern (0,3621 €/MWh); og</li> <li>– Fornybar energi i Wallonia (13.8159 og 2.5495 €/MWh).</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Selskapskattesatsen er 29 % og vil bli redusert til 25 % fra 1. januar 2020. I 2019 gjaldt også en tilleggsskatt på 2 %, noe som resulterte i en effektiv skattesats på 29,58 %. Tillegget vil bli avskaffet fra 1. januar 2020.</li> <li>▪ Store kraftforbrukere kan også bli gjenstand for eiendoms-, land- eller spesifikke regionale skatter.</li> </ul>	
<b>Arbeidsmarked</b>	
Sysselsettingsgraden for personer mellom 15 og 65 år var 69,7 % i 2018, og arbeidsledigheten var 6,0 % i 2018.	

<b>NEDERLAND</b>	
<b>Industristruktur</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftintensiv industri (kjemisk-, metall- og petrokjemiske industri, samt drivhus): 36 TWh/år, tilsvarer rundt 30 % av nederlandsk, innenlands energiforbruk.</li> <li>▪ Datasentersektoren vokser, og etterspør i dag omtrent 3TWh.</li> </ul>	
<b>Priskomponenter</b>	
Forsyningskostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Det nederlandske kraftmarkedet er et deregulert, likvid marked. Store strømforbrukere kan inngå strøm på kraftbørsene eller gjennom langsiktige PPA-er med kraftprodusenter</li> </ul>	
Nettkostnader	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Stort strømforbruk er vanligvis koblet til det sentrale eller regionale transmisjonsnett. TSO i Nederland er TenneT. Det er syv separate distribusjonssystemoperatører (DSO) i landet.</li> <li>▪ Transmisjonsnettтарiffen består av tre avgifter, to faste og en variabel. Den første avgiften er en fast avgift på til € 2760 per år. Den andre avgiften er det avtalte kapasitetsavgiften, som reflekterer størrelsen på forbindelsen (i kW/år). Den variable avgiften kan variere per måned, og reflekterer topplast i tilkoblingspunktet.</li> </ul>	
Skatter og avgifter	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Opslag Duurzame Energie (ODE): ODE er en avgift som bidrar til å finansiere fornybare subsidier gjennom støtteordningen SDE+. Det er fire prisbånd for avgiften, basert på årlig forbruk, der avgiftssatsen per MWh synker gradvis etter hvert som forbruket øker.</li> <li>▪ Forbruksavgift: delt inn i fire prisbånd, basert på årlig forbruk, med degressiv rate når forbruket øker, på lignende måte som for ODE-skatten.</li> <li>▪ Kraftkrevende industri kan søke om refusjon hvis det årlige forbruket på et anlegg er mer enn 10 GWh og de har inngått en flerårig avtale for energieffektivisering. I slike tilfeller er det samlede nivået på forbruksavgift og ODE begrenset til maksimalt 0,5 €/MWh</li> </ul>	
<b>Skatter og avgifter som ikke inngår i strømkostnaden</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Opprinnelsesgarantier (GOOs): Hvis en kraftforbruker i Nederland ønsker å dokumentere bruk av fornybar strøm, må den kjøpe GOOs tilsvarende mengden strøm som forbrukes. På grunn av stor etterspørsel etter nederlandske GOO-er og et begrenset tilbud, har prisen økt betydelig de siste årene. For øyeblikket omsettes GOO-er for (minst) 5 €/MWh</li> <li>▪ Selskapskattesats: for inntekt over € 200.000 er satsen 19 % i 2019, vil bli redusert til 16.5 % i 2020, og 15 % in 2021.</li> <li>▪ Eiere av næringsbygg kan også ilegges eiendomsskatt, som bestemmes på kommunenivå.</li> </ul>	
<b>Arbeidsmarked</b>	
Sysselsettingsgraden for personer mellom 15 og 65 år var 79,6 % i 2018, og arbeidsledigheten var 3,8 % i 2018.	

## Annex C – STORE KRAFTPRODUSENTER

<b>NORGE</b>
<b>Sektorbeskrivelse</b>
Norge er den største vannkraftprodusenten i Europa. Vannkraft utgjør ca. 95 % av produksjonen, den øvrige kommer fra vindkraft, gasskraftverk, og en håndfull små, fornybarbaserte kraftvarmeanlegg. Den norske flåten av gasskraftverk er med ett unntak (Melkøya) nedlagt. Eventuelle nye gasskraftverk må være utstyrt med karbonfangst- og lagringsteknologi (CCS), hvilket med dagens kostnadsbilde ikke er økonomisk levedyktig.
<b>Subsidier og støtteordninger</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>■ Elsertifikatordningen: Ny fornybar kraftproduksjon i Norge støttes gjennom den norsk-svenske elsertifikatordningen. Mekanismen er markedsbasert, og designet for å fremme en definert mengde ny, fornybar kraftproduksjon innen 2020. Kvalifiserte kraftprodusenter mottar ett elsertifikat per MWh kraft produsert i en periode på 15 år fra idriftsettelse. Gjennomsnittlig elsertifikatpris var 11,9 €/MWh i 2018, men verdien forventes å være lavere i fremtiden. I oktober 2019 handles terminkontrakten for 2024 til 1,2 €/MWh. Norge trer ut av elsertifikatsmarkedet ved utgangen av 2021. Anlegg som settes i drift etter det tidspunktet vil ikke være kvalifisert for sertifikater.</li><li>■ Statsforetaket Enova forvalter støtte til klimatiltak, utvikling av energi- og klimateknologi, og økt forsyningsikkerhet. Enova gir ikke støtte til modne teknologier som vannkraft og landbasert vindkraft, men kan støtte pilotering og demonstrasjon av umodne kraftproduksjonsteknologier. I august 2019 bevilget Enova € 235 millioner til et pilotprosjekt for flytende havvind. Pilotering og demonstrasjon av umoden, fornybar produksjonsteknologi kan også få støtte fra Innovasjon Norge.</li></ul>
<b>Nettkostnader og -tilgang</b>
Som for stort kraftforbruk, er kraftproduksjon vanligvis koblet til sentral- eller regionalnettet. Tariffstrukturen har to komponenter: <ul style="list-style-type: none"><li>■ En fast avgift som er uavhengig av hvor og på hvilket nivå av nettet produksjonen er tilkoblet. For 2019 har den faste avgiften to elementer - en innmatingstariff på 1,16 €/MWh og et gebyr for systemtjenester på 0,2 €/MWh. Grunnlaget for avgiften er gjennomsnittlig årsproduksjon.</li><li>■ Energiavgift lik den for stort forbruk, dvs. knyttet til strømprisen og varierende avhengig av om enheten bidrar til eller reduserer marginaltap i nettet.</li><li>■ Regionale systemoperatører vil typisk gjenspeile Statnetts tariffstruktur også for innmating. Kostnadene kan være høyere på regionalt nivå, men størrelsen vil variere fra nettselskap til nettselskap.</li></ul> Nettoperatører har tilknytningsplikt for ny produksjon (forutsatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet). Hvis en produsent ber om nettilknytning, økt kapasitet eller kvalitet, og bestillingen utløser behov for nettinvesteringer, skal nettselskapet kreve at produsenten betaler den delen av investeringskostnaden som knyttes til produsentens behov (anleggsbidrag). Som et alternativ til full tilknytning med anleggsbidrag, kan partene frivillig inngå en avtale om produksjonsbegrensning (tilknytning med vilkår). Produsenten kompenseres ikke for å inngå en slik frivillig avtale.
<b>Skatter og avgifter</b>
Vannkraftproduksjon i Norge belastes med flere skatter og avgifter som er spesifikke for sektoren: <ul style="list-style-type: none"><li>■ Grunnrenteskatt: Dette er en skatt på grunnrenten i vannkraftproduksjon, definert som kapitalavkastning utover normalavkastningen i andre sektorer, som følger av tilgangen til å utnytte en begrenset naturressurs. Skattesatsen i 2019 er 37 %, og gjelder alle vannkraftverk med kapasitet over 10MW. Satsen har økt de siste årene, parallelt med fall i selskapsskattesatsen.</li><li>■ Naturressursskatt: Dette er en fast avgift per enhet produsert strøm ved vannkraftverk med en kapasitet over 10MW, basert på et rullerende produksjonsgjennomsnitt over 7 år. Skatten tilfaller den lokale kommunen, og trekkes fra selskapsskatten som skal betales. Skatten i 2019 er 1,3 €/MWh.</li><li>■ Konesjonsavgift: Eiere av store vannkraftverk må betale en konsesjonsavgift til staten og kommunene som blir berørt av anlegget. Avgiften er knyttet til den teoretiske kapasiteten til anlegget, og satsen avhenger av når konsesjonen ble gitt. For nye konsesjoner er avgiften omtrent 3390 €/MW<sup>34</sup>.</li></ul>

<sup>34</sup> <https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/skattlegging-av-kraftsektoren/>

- Konesjonskraft: Det kan også stilles krav om at vannkraftprodusenter skal gi opptil 10 prosent av kraftproduksjonen som konesjonskraft til berørte kommuner til en kraftpris som er basert på gjennomsnittlig produksjonskostnad for et representativt utvalg av kraftverk.

Vannkraftprodusenter er i tillegg gjenstand for ordinær selskaps- og eiendomsskatt. Kombinert med vannkraftspesifikke skatter og avgifter, har det totale skattetrykket for stor vannkraft de siste årene ligget på rundt 60 % av resultat før skatt, konesjonsavgifter og konesjonskraft<sup>35</sup>.

Vindkraft og annen kraftproduksjon er kun underlagt selskapsskatt og eiendomsskatt, som beskrevet for store strømfbrukere. Grunnlaget for beregning av eiendomsskatt er høyere enn for industribedrifter, da maskiner og produksjonsutstyr fortsatt er inkludert for vann- og vindkraftproduksjon.

I oktober 2019 leverte en regjeringsoppnevnt ekspertgruppe sine anbefalinger om fremtidige endringer i skattemodellen for vannkraftprodusenter. Gruppen har foreslått en rekke endringer, inkludert fjerning av konesjonsavgift og konesjonskraft, kompensert for med en økning i satsen for grunnrenteskatt. Gruppen anbefaler også at det blir foretatt en vurdering av om grunnrente- og naturressursskatt bør innføres for landbasert vindkraft.

#### Potensielle inngangsbarrierer

Potensialet for vannkraftutbygging i stor skala er begrenset, ettersom de fleste av de gjenværende ressursene er vernet mot utbygging. Ny kraftproduksjon vil derfor i hovedsak komme fra vindkraft på land, småskala vannkraft og noe opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftverk.

Konesjonsbehandling av vindkraft ble i april 2019 lagt på is i påvente av behandlingen av ny ramme for vindkraft, og eventuelle revisjonen til konesjonsprosessen som følger av denne debatten.

I enkelte områder, som i Nord-Norge, kan tilgang til nett være en begrensning for ny produksjon.

<sup>35</sup> (NOU, 2009:16)

## SVERIGE

### Sektorbeskrivelse

Sveriges elektrisitetsproduksjon består stort sett av vannkraft og kjernekraft, som samlet utgjorde rundt 80 % av den totale strømproduksjonen på 160TWh i 2017 (63TWh kjernekraft og 65TWh vannkraft). Siden 2010 har det vært store investeringer i landbasert vindkraft, og installert effekt nådde 7GW i 2018 (ca. 17TWh produksjon). Landbasert vind forventes å fortsette veksten, da det er flere store prosjekter under bygging. Samtidig forventes det at kjernekraftproduksjonen vil reduseres med omtrent 16TWh mellom 2018 og 2022, ettersom to kjernefysiske reaktorer stenges ned.

### Subsidier og støtteordninger

Sverige etablerte elsertifikatmarkedet, som Norge ble en del av i 2012, allerede i 2003, og planlegger å videreføre markedet etter at Norge trekker seg ut i 2021, med sikte på et nytt mål for fornybar energi i 2030. Som følge av at markedet er overforsynt, og elsertifikatprisene svært lave, har Sveriges energiminister imidlertid åpnet for muligheten for å stenge elsertifikatsystemet for tidlig.

### Nettkostnader og -tilgang

For å kunne levere strøm til strømmettet må strømprodusenten ha en balanseansvarlig part som tar ansvar for strømforsyningen ved inngangen til strømmettet.

Det er vanlig at store kraftprodusenter kobles direkte til transmisjonsnettet; storskala kraftprodusenter betaler derfor også samme type avgifter som beskrevet for forbruk. Også produksjon kan ha negativ energiavgift dersom den er lokalisert i områder med underskudd.

### Skatter og avgifter

I likhet med store kraftforbrukere, dekkes kraftproduksjon av EU-ETS og ilegges dessuten energiavgift basert på type drivstoff som brukes i strømproduksjonen. Avhengig av formål og drivstoff, kan kraftprodusenter være helt eller i det minste delvis fritatt for energiavgift.

Kraftprodusenter ilegges for eiendomsskatt, og for tiden gjelder følgende satser:

- For vannkraftverk: 2,8 % av takstverdien.
- For vindturbiner: 0,2 % av takstverdien.
- For andre kraftproduksjonsenheter: 0,5 % av takstverdien.

### Potensielle inngangsbarrierer

Potensialet for storskala vannkraftutbygginger er begrenset i Sverige, da de fleste av de gjenværende ressursene er beskyttet mot utbygging. Eksisterende vannkraft er også vanskelig å utvikle videre, ettersom mesteparten av dagens vannkraft må overholde miljøkriterier som er definert i EUs vanddirektiv.

Plan- og konsesjonsprosessen for å etablere ny vindkraft er lang, og klager på konsesjonstildelinger er svært vanlig, hvilket kan gjøre prosessen krevende, kostbar og med svært usikkert utfall.

Risiko for kapasitetsmangel i kraftnettet har også blitt en relevant problemstilling for vindkraftutbyggere. Det er en kontinuerlig utfordring å matche nettutvidelser, forbruksvekst og vindkraftproduksjon i det svenske systemet. Det kreves en rekke tillatelser fra forskjellige myndigheter for å bygge nett i Sverige, og ledetid på 10-15 år fra investeringsbeslutning til idriftsettelse er ikke uvanlig når det gjelder nettutvidelser.



## DANMARK

### Sektorbeskrivelse

Danmark er lener seg tungt på vindkraft i sin strømforsyning. I 2018 dekket vindkraft nærmere 41 % av den totale årlige krafttetterspørselen. Øvrig kraftproduksjon kommer hovedsakelig fra sentraliserte og desentraliserte kraftvarmeanlegg, og i en viss grad fra solkraft.

I Danmark ble strøm historisk produsert ved sentraliserte kraftvarmeanlegg i de store byene. I løpet av 1980- og 1990-årene ble imidlertid dansk naturgass benyttet til å etablere et stort antall desentraliserte kraftvarmeanlegg. Danmark har nå mer enn 2 GW bioenergiproduksjon fra kraftvarmeanlegg, og bioenergi basert kraftvarme forventes å erstatte kull fullstendig i nær fremtid. Eksempler på slike konverteringer inkluderer Studstrupværket, som ble omgjort til biomasse i 2016, og Avedøreværket, som delvis ble omgjort til biomasse.

### Subsidier og støtteordninger

Støtte til fornybar energi i Danmark er regjeringsbestemte ordninger som er under kontinuerlig revisjon og utvikling, både på grunn av den høye andelen av fornybar energi og den raske utviklingen av teknologikostnader.

- Støtte til havvind er basert på auksjoner. Potensielle utbyggere byr på tillatelser til utvikling av havvindprosjekter der støtten er utformet som et variabelt tillegg gjennom en «kontrakt for forskjellskompensasjon» (Contract for Difference, CfD).
- Annen fornybar energi har historisk blitt støttet av innmatingstariffer, som flere ganger har blitt justert for å redusere de totale kostnader og hensynta teknologitvilling. Støtteordningene for landbasert vind, biomassebasert kraftvarme og biogass avvikles i henholdsvis 2018, 2019 og 2023. Eksisterende anlegg vil fortsette å motta tilskudd i henhold til gamle regler.
- I 2018 innførte Danmark en felles, teknologinøytral auksjonsordning for solkraft, landbasert vind og biomasse, med et fast budsjett på DKK 240 millioner (ca. € 34 millioner) i 2018 og DKK 579 millioner (ca. € 78 millioner) i 2019. Denne støtteordningen forventes å bli videreført perioden 2020-2024.
- Støtten utbetales som et fast påslag per produsert enhet. I første auksjonsrunde, som ble gjennomført i 2018, var gjennomsnittlig påslag for de seks prosjektene som fikk tildeling, 3,04 €/MWh.
- Produksjon til eget forbruk nyter godt av nettomåling, som er helt eller delvis unntak fra PSO-betaling for strømprodusenter som bruker strøm til egne behov.
- Utviklere av vindkraft muligheten til å motta garantier for lån til mulighetsstudier.

### Nettkostnader og -tilgang

- Stor kraftproduksjon er normalt koblet til sentral- eller regionalnettet. Tariffstrukturen har to komponenter - et fast gebyr som er uavhengig av hvor og på hvilket nivå av nettet produksjonen er tilkoblet, og på sentralnettsnivå, samme energitariff som for forbruk, dvs. knyttet til strømprisen og varierende avhengig av om enheten bidrar til eller reduserer marginale nettap.
- For 2019 har den faste avgiften to elementer - en innmatingstariff på 0,4 €/MWh og et gebyr for balanseringstjenester på 0,12 €/MWh. Innmatingstariffen gjelder ikke for solparker, vindparker eller desentraliserte kraftvarmeanlegg som fremdeles er bundet til "aftalepligten". Innmatingstariffen beregnes basert på netto produksjon.
- Regionale systemoperatører vil typisk gjenspeile Energinet.dks energitariff. Kostnadene kan derfor være høyere for produksjon tilknyttet på regionalt nivå, men dette vil variere av mellom regioner.

### Skatter og avgifter

Kraftprodusenter betaler den samme selskaps- og eiendomsskatten som næringslivet for øvrig.

### Potensielle inngangsbarrierer

Potensialet for ytterligere utvikling av landbasert vindkraft er begrenset på grunn av knapphet på land. Ny kapasitet vil derfor for det meste komme fra oppgradering (repowering) av eksisterende vindparker på land og nye havvindparker.

## FINLAND

### Sektorbeskrivelse

På grunn av klimaforhold og en høy andel kraftkrevende industri er etterspørselen etter strøm stor i Finland. Etterspørselen dekkes av produksjon fra kjernekraftverk, vannkraft, termisk kondensering, termiske kraftvarmeanlegg og import. Innenlandsk kraftproduksjon har ligget stabilt rundt 65-67TWh de siste fem årene.

Kjerne- og vannkraft utgjør rundt 50-60 % av den årlige kraftproduksjonen. Industri- og fjernvarmeanlegg utgjør også en betydelig andel av innenlandsk kraftproduksjon. Vindkraftens rolle er voksende, produksjonen økte fra rundt 1,5TWh i 2016 til 6TWh i 2018.

### Subsidier og støtteordninger

I november 2017 ferdigstilte den finske regjeringen sitt forslag om å støtte fornybar energiproduksjon gjennom teknologinøytrale auksjoner. Det foreslåtte auksjonsvolumet tilsvarte en årlig produksjon på 2TWh. I april 2018 foreslo regjeringen også at bruk av kull i energiproduksjon skulle forbys fra og med mai 2029. Forslaget inkluderte en støtte på € 90 millioner til fjernvarmeselskaper som vil fase ut kull før 2025. Støtten ble foreslått finansiert ved å senke volumet på den planlagte fornybar energi-auksjonen fra 2TWh til 1.4TWh.

Forslaget ble vedtatt i mai 2018, og auksjonen gjennomført i 2019. Det finske energitilsynet mottok 26 bud, tilsvarende et årlig produksjonsvolum på omtrent 4TWh, alle fra prosjekter basert på vind. Den volumvektede gjennomsnittlige premien for aksepterte bud var 2,6 €/MWh, mens den gjennomsnittlige premien for tapte bud var 8,5 €/MWh. Det foreligger ingen planer om nye auksjoner.

### Nettkostnader og -tilgang

- TSO-tariffen for produksjon består av energiavgift for innmating, kapasitetsavgift, samt avgift for reaktiv energi/effekt.
- For å etablere ny kraftproduksjon må utbygger inngå en tilkoblingsavtale med netteier og betale tilhørende tilkoblingsavgift. Ny produksjon som krever nettførsterkning/-utbygging kan kobles til hvis den nye tilkoblingen ikke unødig svekker nettstabiliteten. Avhengig av grensesnittet og størrelsen på prosjektene som skal kobles til, kan det være begrensninger på tilkoblingen. Hvor mye strøm som kan kobles til, avhenger også av plasseringen av andre prosjekter i området

### Skatter og avgifter

- Det er ingen spesifikke skatter og avgifter på kraftproduksjon på nasjonalt nivå. Kommunene der kraftproduksjonen ligger kan fastsette en egen eiendomsskattesats for bygninger og strukturer som tilhører kraftverket for anlegg større enn 10MW. Skattesatsen kan ikke overstige 3,1 %. Dersom kommunen ikke har innført denne spesialordningen, er tomter, vannkraftanlegg og andre bygninger er underlagt den generelle eiendomsskattesatsen for kommunen. Eiere av kraftproduksjon må i tillegg betale vanlig selskapskatt.

### Potensielle inngangsbarrierer

De viktigste generelle problemstillingene når du planlegger et vindkraftprosjekt i Finland er relatert til arealbruk, landleiekontrakter, miljøspørsmål og muligheter for nettforsindelse. Anlegget må lokaliseres f.eks. langt nok fra boliger og flyplasser, men nær nok til veier og jernbaner. Fra miljømessig synspunkt må avstand til beskyttede områder og truede arter holdes.

I tillegg til planer for arealbruk, byggetillatelse og miljøvern, må atomkraftprosjekter f.eks. få godkjenning fra kommunen, gjennomgå stråling og vurdering av atomsikkerhet, få ratifisering fra parlamentet og lisens for bygging fra regjeringen.

Det forventes ikke store utbygginger av vannkraft i Finland.

## TYSKLAND

### Sektorbeskrivelse

Tyskland er det største elektrisitetsmarkedet i Europa når det gjelder etterspørsel, produksjon og installert kapasitet, og er godt sammenkoblet med ni omliggende land.

Den tyske kraftproduksjonsmiksen består av over 50 % fornybar energi, samt lignitt-, kull- og gasskraftverk. Land- og havbasert vindkraft har vært raskt voksende de siste årene, mens fossil produksjonskapasitet har vært ganske stabil. Ny kraftproduksjonskapasitet i Tyskland har gjennomgått et betydelig skifte, og beveget seg bort fra konvensjonell termisk produksjon mot fornybar energi. Dette gjenspeiles i den pågående nedbyggingen av atomreaktorer siden 2011, og den fremtidige utfasingen av kull- og lignittanlegg.

### Subsidier og støtteordninger

Lov om fornybar energi (EEG) utgjør kjernen i den nasjonale politikken for å støtte fornybare energikilder, og fastsetter mål for fornybar elektrisitet. Fornybare kraftverk får tilskudd i en periode på tjue år fra første kraftproduksjonsdag. Godtgjørelsesnivået kalles referanseverdien, og siden 2017 bestemmes referanseverdien gjennom auksjoner som definert i EEG 2017. Anlegg som er kvalifisert for innmatingstariifgodtgjørelse får utbetalt en markedspremie dersom markedsverdien for den spesifikke teknologien (et månedlig gjennomsnitt av teknologispesifikk inntjening på spotmarkedet) faller under den faste referanseverdien.

### Nettkostnader og -tilgang

Som når det gjelder forbruk, er stor kraftproduksjon vanligvis koblet til transmisjonsnett. Kostnadene varierer mellom nettselskap, men er i ferd med å standardiseres.

### Skatter og avgifter

Vindkraft og andre kilder til kraftproduksjon er bare underlagt vanlige skatter; dvs. selskapsskatt, handelsskatt og eiendomsskatt, som beskrevet i tabell for store strømforbrukere.

### Potensielle inngangsbarrierer

Vindkraft og andre kilder til kraftproduksjon er bare underlagt vanlige skatter; dvs. selskapsskatt, handelsskatt og eiendomsskatt, som beskrevet i tabell for store strømforbrukere.

**STORBRITANNIA****Sektorbeskrivelse**

Den største kraftproduksjonskilden i Storbritannia er gassfyrte kraftverk, som utgjorde 39 % av produksjonen i 2018. Gass har fått en stadig mer dominerende rolle, da nedleggelse av storskala kullkraftverk kombinert med forverret økonomi for de gjenværende kullkraftverkene, har ført til en bratt nedgang i kullkraftproduksjonen (fra 21 % av nasjonal produksjon i 2015 til 5 % i 2018). Økende CO<sub>2</sub>-priser gjør at kullkraftproduksjon i økende grad er begrenset til perioder med stor etterspørsel.

Kjernekraft og fornybar energi som vind-, biomasse- og solkraft utgjør det meste av den gjenværende produksjonsmiksen. Produksjon fra fornybare kilder vokste i 2018, og utgjør mer enn en tredjedel av produsert strøm (netto etter import).

Storbritannia er netto importør av strøm fra nabomarkedene. I 2017 var nettoimporten rundt 19,1TWh.

**Subsidier og støtteordninger**

- Storbritannia har innført kapasitetsmarked for å sikre at det er tilstrekkelig tilgjengelig produksjonskapasitet. Markedet tilbyr kapasitetsleverandører en ekstra innteksstrøm, mot at de forplikter seg til å levere energi i perioder med systemstress. Kapasitetskontrakter tildeles kraftprodusenter gjennom auksjoner som er ment å sikre den kapasiteten som er nødvendig for å møte en pålitelighetsstandard definert av myndighetene. Auksjonens clearingpris danner grunnlaget for kapasitetsutbetalingen
- Fram til 2017 var Renewable Obligation Certificates den primære støtteordningen for fornybar energi (større enn 5MW). Den har nå blitt erstattet av innmatningstariiff med avtale om forskjellskompensasjon (FiT CfD). Per idag har rundt 16 GW lyktes med å sikre CfD-kontrakter (i tillegg til kjernekraft), hvorav havvind utgjør rundt 80 %.

**Nettkostnader og -tilgang**

Storskala kraftproduksjon er vanligvis koblet til transmisjonsnett. Nettariffen er sonebasert, og vil variere for å stimulere utbygging av ny produksjon i områder der etterspørselen er høy og produksjonen begrenset.

TNUoS-tarifene relaterer seg i stor grad til kostnader ved å bygge og vedlikeholde nettet, og er satt slik at systemoperatøren får dekket sine kostnader. Alle kraftprodusenter med bilateral tilkoblingsavtale (dvs. tilknyttet transmisjonsnett) og lisensierte kraftprodusenter med en bilateral innebygd tilkoblingsavtale (BEGA) betaler TNUoS-tariff, som består av to elementer – omfattende («Wider») avgifter og lokale avgifter:

- Omfattende («Wider») avgifter varierer mellom soner. I de fleste soner er avgiften positiv og belastes på grunnlag av kraftprodusentens innmatingskapasitetsbehov (TEC). I noen soner i Sør-England er avgiften negativ (dvs. en inntekt til kraftprodusenten), noe som reflekterer mangel på kapasitet i sonen.
- Lokale avgifter inkluderer et transformatorstasjonselement og muligens et kretselement, som begge varierer fra enhet til enhet.

Den omfattende avgiften inkluderer også en restkomponent. Den er foreløpig negativ, men Ofgems beslutning i Targeted Charging Review er å sette den til null, med forbehold om at det er i samsvar med et EU-pålagt tak på gjennomsnittlige transmisjonskostnader for kraftprodusenter på 2,9 €/MWh.

Lisens-unntatt, distribuert kraftproduksjon belastes ikke TNUoS-tariff (og får heller ikke inntekt i soner der tariffen er negativ).

**Skatter og avgifter**

- Minimumspris på CO<sub>2</sub>-utslipp: I 2012 innførte Storbritannia et CO<sub>2</sub>-prisløp i form av en avgift på toppen av EU-ETS kvotepris på brensel til kraftproduksjon (CPS-beløpet). Intensjonen var at de totale kostnadene for CO<sub>2</sub> i kraftproduksjon skulle øke til 35 €/tCO<sub>2</sub> innen 2020 og 82 €/tCO<sub>2</sub> innen 2030, og at CPS-beløpet skulle reflektere dette. I begynnelsen av 2014 ble det satt et tak på CPS-beløpet på 21 €/tCO<sub>2</sub> fra 2016/17 til 2019/20 (senere utvidet til 2021).
- Selskapskatt 19 %. Fra 1. april 2020 skal dette reduseres til 17 %.

**Potensielle inngangsbarrierer**

Mens onshore vind fortsatt utvikles, har tempoet i utviklingen blitt stanset av regjeringens beslutning om å blokkere støtte til landbasert vind.

**FRANKRIKE****Sektorbeskrivelse**

Frankrike er et av de største elektrisitetmarkedene i Europa og er godt sammenkoblet med landene rundt. Den franske kapasitetsmiksen (133 GW) er dominert av kjernekraft (63 GW) og vannkraft (25 GW). Siden begynnelsen av 2000-tallet har økning i installert kapasitet stort sett vært drevet av vekst i fornybar energi, først og fremst landbasert vindkraft (15GW) og solceller (8,5GW), og en liten andel termiske anlegg (total gasskraftkapasitet er 12 GW i 2018). Frankrikes kullkraftverk (3GW) er planlagt lagt ned innen utgangen av 2022. I henhold til kapasitetsplanene som ble skissert av den franske regjeringen i begynnelsen av 2019, vil 14 kjernekraftenheter stenge innen 2035 for å nå målet om 50 % kjernekraftproduksjon i strømproduksjonen.

Den franske regjeringen er for øyeblikket fokusert først og fremst på å støtte fornybare energi, med mål om å doble installert fornybarkapasitet innen 2028 gjennom en ambisiøs auksjonskalender. Det er forbud mot nye, termiske anlegg med fossilt brensel (som ikke har kraftvarme) frem til 2028 (med mulig utvidelse til 2035). Regjeringen har også kunngjort 2019 at den vurderer muligheten for ny kjernekraft etter 2035.

**Subsidier og støtteordninger**

Ny fornybar kraftproduksjon i Frankrike støttes gjennom støttemekanismen "Complément de Rémunération", og prosjekter skal først og fremst støttes gjennom auksjoner eller utvikles uten støtte.

Prosjekter som deltar i auksjoner mottar støtte i 20 år. Støtten er ment å dekke forskjellen mellom auksjonsprisen og en teknologispesifikk referansepris pr MWh.

**Nettkostnader og -tilgang**

- Kraftproduksjonskapasitet i stor skala er koblet til transmisjonsnett, på det høyeste spenningsnivået (HTB3, 400 kV). På dette spenningsnivået inkluderer tariffstrukturen fremdeles noen faste avgifter (måler- og administrasjonskostnader), men har utover denne bare en enkelt energivgift uten døgn- eller sesongdifferensiering, belastet på grunnlag av energien som mates inn i nettet. I 2019 var avgiften 0,20 €/MWh.
- Storskala termiske anlegg som krever utbygging av ny nettinfrastruktur, må betale en andel av investeringskostnadene, resten skal bæres av TSO. Når det gjelder storskala offshore vind, er bæres alle tilkoblingskostnader av TSO.

**Skatter og avgifter**

- Storskala termiske kraftverk er unntatt fra avgifter på bruk av strøm og andre energiprodukter, forutsatt at disse brukes til å produsere strøm eller opprettholde produksjonskapasiteten. De ilegges imidlertid IFER-skatt ("Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux") forutsatt at de har en kapasitet på over 50MW og at elektrisiteten som produseres ikke er kun til eget bruk. Fra 2017 er IFER-skatten 3084 €/MW per år.
- For havvind er det ingen spesifikk skatt, men havvinnanlegg ilegges en avgift på € 16 790 per installert MW. I tillegg ilegges en offentlig avgift for bruk av maritimt område (EUR 1000 per turbin + € 1 per meter strømkabel + € 6000 per installert MW).
- Enhver eiendoms-, land-, lokal- eller selskapsskatt vil også gjelde for eiere av storskala kraftproduksjonskapasitet.

**Potensielle inngangsbarrierer**

Potensialet for anlegg i stor skala ser ut til å være begrenset til atomkraft (mest sannsynlig støttet politikk) og offshore vind. Utbyggingen av vannkraft er også begrenset, ettersom det meste av ressursen er blitt utnyttet.

Plan- og konsesjonsprosessene er relativt ganske lange prosedyrer med klagemuligheter, noe som øker ledetiden for utvikling av nye prosjekter. Som et eksempel for termiske anlegg med fossilt brensel vil Landivisiau CCGT, som skal bygges i Bretagne etter et anbudsstyrt tilbud i 2011, først komme i drift i 2021.

Når det gjelder storskala havvind, vil de første prosjektene som var med i auksjonsprosessene i 2012-13 først bli satt i drift i 2022-23 på grunn av lange tillatelses- og ankeprosesser. Imidlertid forventes ting å bli enklere for fremtidig prosjekter gjennom bruk av "permis enveloppe" (pakkeforløp), der konsesjons- og tillatelsesprosessene blir strømlinjeformet i et felles forløp.

**BELGIA****Sektorbeskrivelse**

Belgia er et relativt lite strømmarked (etterspørsel etter elektrisitet rundt 84TWh), men er godt sammenkoblet med omliggende land og er nettoimportør av kraft (17,5TWh i 2018). Den belgiske kapasitetsmiksen (23 GW) er fremdeles dominert av kjernekraft og gasskraft, som står for rundt 57 % av den totale kapasiteten. Det resterende er stort sett fornybar kapasitet (38 %), med solcelleanlegg som største teknologi, etterfulgt av vindkraft-, vannkraft- og biomasseanlegg. Andelen fornybar energi i produksjonsmiksen har økt jevnlig, og er nå ca. 18 %.

Belgia planlegger å avvikle kjernekraften (5,9 GW) mellom 2022-2025, noe som vil skape et merkbart kapasitetsgap som sannsynligvis ikke blir fullstendig kompensert av vekst i fornybar kapasitet. I april 2019 vedtok parlamentet en lov om etablering av en kapasitetsmekanisme for å støtte utviklingen av ny termisk kapasitet (det har ikke vært bygd ny, storskala termisk kapasitet i Belgia siden begynnelsen av 2010-tallet). I sin uttalelse om systemtilstrekkelighet har Elia (Federal TSO) indikert et behov for 2-3 GW nye termiske anlegg dersom kjernekraften avvikles. Havvind forventes også å fortsette å vokse betydelig frem til 2030, med konsesjonsområder opp mot 4GW.

**Subsidier og støtteordninger**

- Utbygging av termiske kraftverk venter for øyeblikket på en klargjøring av parameterne i kapasitetsmekanismen, som ventes innen utgangen av 2019. Det vil åpne for den første auksjonen, som skal finne sted i slutten av 2021. Støtte for ny kapasitet vil skje i form av en betaling per kW for tilgjengelighet som er fast i 15 år (lavere varighet mellom 3 og 8 år for renovert kapasitet). Det vil ikke være mulig å kombinere ulike kilder til driftsstøtte, dvs. fornybar energi som mottar støtte under de grønne sertifikatordningene, vil ikke være kvalifisert for støtte under kapasitetsmekanismen.
- Ny fornybar kraftproduksjon i Belgia støttes gjennom Green Certificate-ordninger. Fornybar kapasitet i stor skala er primært havvind, som vil falle inn under den føderale ordningen som er basert på markedspris mot en referansepris som for øyeblikket er satt til 79 €/MWh i 16 år. Verdien av de grønne sertifikatene svinger avhengig av elektrisitetsprisen (korrigert for vindkannibaliseringfaktor og inntektene fra opprinnelsesgarantier).
- Andre former for storskala fornybar energi kan være dedikerte biomasseprosjekter, som vil bli dekket under de regionale støtteordningene, men ingen slike prosjekter har blitt realisert, da regionale myndigheters fokus heller mer mot vind på land og solcelleanlegg.

**Nettkostnader og -tilgang**

- Som når det gjelder forbruk, er stor kraftproduksjon koblet til de høyeste spenningsnivåene i overføringsnett. Samme tariffstruktur og -nivå gjelder som for en stor forbruker.
- Skulle det være behov for nettutvikling for å koble ny kraftproduksjon til nettet, ville de være underlagt en tilkoblingsstudie og tilkoblingsavtale med Elia, og kostnadene for disse må bæres av prosjektutvikleren (bortsett fra for havvind, der tilkoblingskostnadene bæres av Elia og dekkes inn gjennom en spesifikk avgift i tariffen).

**Skatter og avgifter**

Storskala kraftproduksjon er underlagt de samme skattene og avgiftene som store kraftforbrukere. Skatt på land eller eiendom kan også gjelde, avhengig av regionen.

**Potensielle inngangsbarrierer**

## NEDERLAND

### Sektorbeskrivelse

Nederland er fremdeles dominert av termiske anlegg. Gass- og kullkraftverk utgjør 69 % av den samlede produksjonskapasiteten. Produksjonen fra fornybar energi (vind- og solkraft) har økt gradvis over tid, men er fortsatt en relativt liten andel av totalen (15 % i 2018). På slutten av 2018 var den totale netto produksjonskapasiteten i Nederland 34,4GW.

Store nye kraftproduksjonsprosjekter er nesten utelukkende havvindprosjekter. Den installerte havvindkapasiteten i Nederland forventes å få en betydelig vekst de neste årene, med et samlet installert kapasitetsmål på 11,5 GW innen 2030. For å nå dette målet er det planlagt en kapasitetsøkning på 1 GW per år mellom 2023 og 2030. Dette er i tillegg til målet om 4,45 GW offshore vindkapasitet i Nederland innen 2023. Denne veksten drives av kommende vindauksjoner, i tråd med en politikk som presser for økt utbygging av fornybar energi i Nederland.

### Subsidier og støtteordninger

SDE+-støtteordningen skal dekke forskjellen mellom produksjonskostnaden ved en fornybar teknologi, 'alt-inkludert', og en referansepris i markedet.

Tildelingsmekanismen er basert på en omvendt auksjonsprosess der det tilgjengelige budsjettet først tildeles til de billigste fornybare prosjektene. Siden 2016 har SDE+-ordningen hatt to separate auksjonsprosesser med uavhengige budsjetter for hver. Disse separate auksjonsprosessene dekket:

- alle kvalifiserte fornybare teknologier, unntatt havvind; og
- havvindutbygginger, der det er satt gradvis lavere tak på det maksimale budnivået – fra 124 €/MWh (første anbud) ned til nulltilskuddsbud i de to siste anbuds rundene (selv om nettforbindelse fremdeles subsidieres gjennom netttariffen).

### Nettkostnader og -tilgang

Tilrettelegging for utbygging av fornybar elektrisitet i Nederland har krevd og fortsetter å kreve betydelig utbygging/forsterkning av kraftnettet. Nederland har anerkjent dette og har kontinuerlig planlagt og utviklet lovverket for å muliggjøre nettutvidelsene som kreves for å følge med på økningen i fornybar energi.

Det kan oppstå problemer i distribusjonsnettet i fremtiden på grunn av et høyt nivå av desentralisert produksjon. Noen distribusjonsnettoperatører forventer store investeringer for å takle en større andel desentralisert produksjon. Noen regioner har derfor problemer med å tilrettelegge for nytt, stort forbruk, som f. eks. nye datasentre.

### Skatter og avgifter

Skattesatsen for skattbar inntekt over € 200,000 er i dag 25 % og vil be redusert stegvis til 21 % i 2021.

### Potensielle inngangsbarrierer

## Annex D – MODELL BESKRIVELSE

Seksjonen her introduser på engelsk Pöyry sine kraftmarked-, transport- og varmemodeller som ble brukt i kraftmarkedsanalysen (se kapittel 5). Kull-, gass- og CO<sub>2</sub>-pris i kraftmarkedsanalysen er tatt fra en offentlig kilde, Pöyry sine brensel- og CO<sub>2</sub>-pris modeller er derfor ikke brukt og beskrevet her.

### *Modelling approach*

Pöyry Management Consulting has been advising energy market players and lenders on long-term price projections for more than two decades. We produce our projections using a set of in-house market models, running in an interlinked and iterative manner to ensure consistency between related sectors. Accordingly, we have prepared oil, coal, gas, carbon, and electricity market models supported by transport and heat sector models. These have been created and run based on a unified approach across sectors that ensures correct simulation and optimisation among the markets in terms of demand/supply and price impacts on each other. Running our models in this interlinked and iterative manner, we ensure our scenarios are internally consistent with fossil fuels, carbon and electricity reaching a stable equilibrium in terms of price and volume.

Our models are mostly based on linear optimisation, as this has generally proven to be fast accurate and effective. Where needed – for example with unit commitment in electricity markets – we use mixed integer linear programming (MILP). Where dealing with uncertainty is important, for example in gas storage or hydro, we use stochastic (dynamic) programming approaches.

### *BID3 – Methodology of power market modelling*

**BID3** is our electricity market model, used to simulate the dispatch of all supply and demand in electricity markets. BID3 lies at the heart of our modelling suite working in an iterative manner with our other models.

BID3 provides a simulation of all the major power market metrics on an hourly basis – electricity prices, dispatch of power plants and flows across interconnectors. It simulates all 8,760 hours per year, with multiple historical weather patterns, generating hourly wholesale prices for each country for each future year and dispatch patterns and revenues for each plant in Europe. It works in an interactive manner with our commodity market, heat and transport models, receiving the commodity prices, as well as the demand for heat and transport from; and feeding back the power demand for the commodities and the electricity prices to these models.

BID3 is an economic dispatch model based around optimisation. It simulates the hourly generation of all power stations on the system, taking into account fuel prices and operational constraints such as the cost of starting a plant. It accurately models renewable sources of generation such as hydro, reflecting the option value of water, and intermittent sources of generation, such as wind and solar using detailed and consistent historical wind speed and solar radiation.

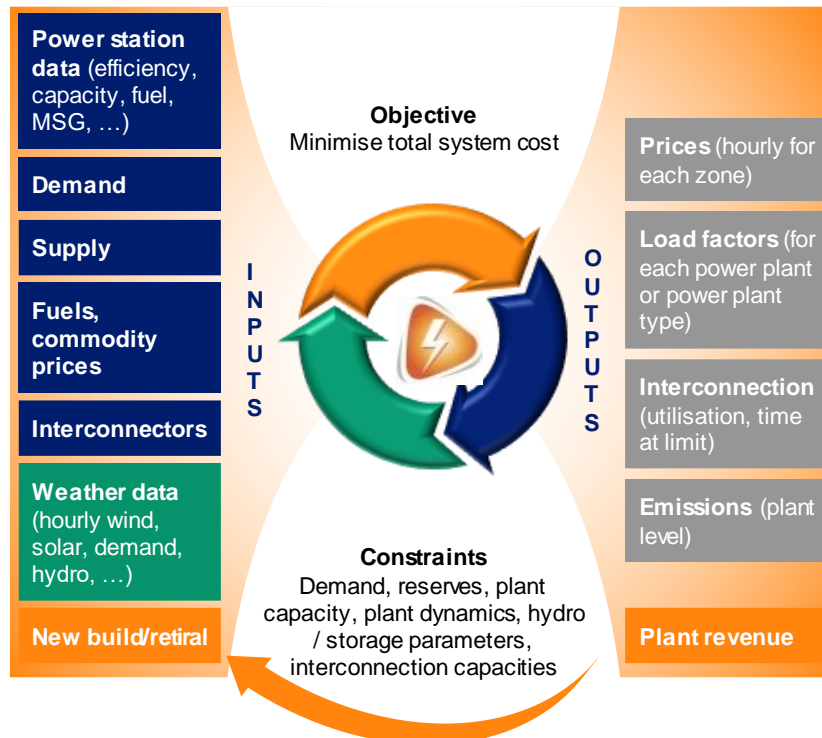
The result of this optimisation is an hourly dispatch schedule for all power plants and interconnectors on the system. At the high level, this is equivalent to modelling the market by the intersection between a supply curve and a demand curve for each hour.

Results for the Nordic and Baltic countries are typically computed for 20 weather patterns. Every future year (e.g. 2025) is modelled under a sequence of weather patterns between 1995 and 2014. Under that sequence of weather, the starting position of hydro reservoir for a given weather pattern will be equal to the ending position of the previous



weather pattern: realistic multi-year effects are therefore captured by Pöyry's methodology.

**Figur 23 – BID3 overview**



Source: Pöyry Management Consulting.

### *Demand*

There are several tranches of annual electricity demand including:

- electrified transport (largely electric road vehicles (cars, trucks, buses) and rail transport) which comes from the transport sector model, Move;
- electrified heat (predominantly space heating) which comes from the heat sector model Hestia; and
- residual 'economically sensitive' demand (predominantly driven by GDP growth and assumptions around energy efficiency).

Annual demand is disaggregated into hourly values via a series of demand profiles that take into account a certain amount of historic weather patterns and demand flexibility (in the case of EVs and heating).

### *Supply*

There are several factors influencing the supply curve, including (amongst others):

- the existing fleet of thermal assets;
- intermittent renewables;
- hydro;
- interconnection;
- the evolution technology costs; and

- fuel prices.

### Existing thermal assets

We maintain an extensive database of all thermal assets across Europe, with information on a range of parameters including (amongst others): fuel types; nameplate capacity; efficiency; co-firing status; start-up costs; and minimum stable generation (MSG).

### Intermittent renewables

For intermittent renewables, we estimate hourly load factor profiles on a regional basis (this can be a whole country, a price zone or local regions within a country) and apply these to our projections of installed capacity.

Taking onshore wind as an example (a similar process is used for solar PV), the regional hourly load factor profile is based on: the locations of known wind farms within the region; hourly average wind speeds at each wind farm's location; the hub height of turbines at each wind farm; appropriate aggregate power curves for each wind farm; and the capacity of each wind farm.

New capacity can have different load factors to existing capacity typically as a result of improvements in turbine technology and higher hub heights. Importantly, we use consistent historical weather and demand profiles (i.e. both from the same historical year) which means we capture any correlations between weather and demand, and can also sample a variety of conditions – for example a particularly windy year, or a cold, high demand, low wind period.

### Hydro

For reservoir hydro, the decision regarding how much water to dispatch for power generation and how much to store in the reservoir for later is associated with a high degree of uncertainty. Consequently, BID3 allows reservoir hydro plants to be dispatched using either:

- Perfect foresight methodology, where each reservoir has a one year of foresight of its natural inflow and the seasonal power price level, and is able to fix the seasonality of its operation in an optimal way. This is used for the thermal-dominated markets in Europe.
- Water value method, where the option value of stored water is calculated using Stochastic Dynamic Programming. In the hydro-dominated areas like the Nordic region it is critical to use such a technique, as the uncertainty of future inflows greatly affects the pricing of electricity on the spot market. If all players knew their future inflows, they would price their water much more aggressively and would not hesitate to go down to very low reservoir levels. In reality, market players are conservative in their use of water, to ensure that they can always meet the demand from their customers even in very dry years. This optimisation methodology is used by most market players in the Nordic countries as one of the steps to determine their bidding price into the market. The process results in a water value curve where the option value of a stored MWh is a function of the filling level of the reservoir, the filling level of competing reservoirs, and the time of year.

### Interconnection

We model both existing and new interconnection between zones. Interconnectors are assumed to be optimally utilised, i.e. equivalent to a market coupling arrangement.

## Technology costs

We model the evolution of costs (capex and opex) for all generation technology types based on: observed data; discussions with our network of industry contacts; and learning rate analyses for battery storage and intermittent renewables.

## Fuel prices

Fuel prices are a key determinant of the short-run marginal cost of generation. BID3 takes underlying commodity prices from our suite of commodity models and converts these to input fuel prices using an econometric analysis looking at the historical relationship between underlying commodity prices and input fuel prices.

## *Move – Methodology of transport sector modelling*

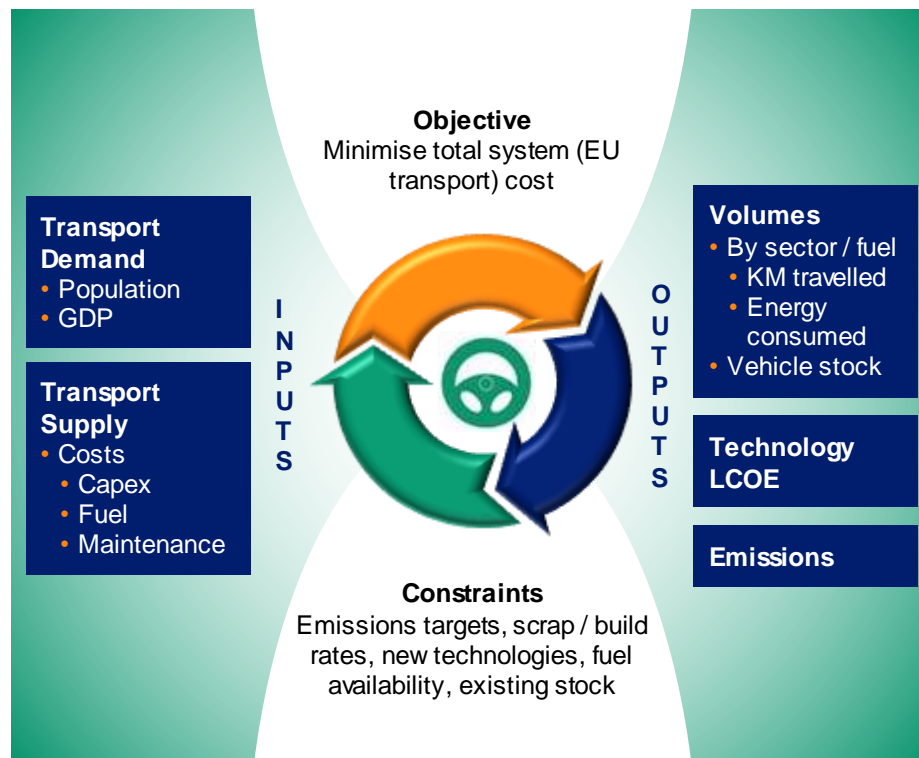
**Move** is our European transport sector model used to simulate the evolution of the transport fleet. It is also a key tool for assessing carbon reduction policies across the energy system.

Emissions from transport form a considerable share of total CO<sub>2</sub> emissions. For instance, road transport alone (i.e. cars, trucks, buses and motorbikes) produces more than one fifth of the total CO<sub>2</sub> emissions in the EU (and this share does not even include the emissions from aviation, navigation and rail transport); and transport is the only major sector in the EU where greenhouse gas emissions are still rising. Road transport has historically been dominated by oil-based fuels. Now more than ever, new technologies are progressively allowing a shift away from oil-based fuels. Research and mass adoption of lithium-based batteries is allowing batteries' energy density to increase and costs to decrease; moreover fuel cells and natural-gas-powered internal combustion engines are being introduced in several markets.

We have developed a transport model, to find the lowest cost solution to fulfil a growing demand for transport, while considering how different technologies can contribute to the decarbonisation of the overall energy system. By using Move within our suite of models, we are also capable of investigating the impact of different future modes of transport (e.g. car sharing, autonomous driving) on the energy system.

Move is based on linear optimisation, where the future transport stock and energy use is determined by finding the cheapest way of meeting demand for transport within the scenario set by the user. Scenario parameters include vehicle scrapping rates, capital and operational costs of vehicle technologies, technology availability, and country-specific incentives for clean vehicles or bans on polluting vehicle technologies. The model chooses which transport systems to deploy based on parameters such as fuel type, fuel efficiency, lifetime, investment costs and running costs (a vehicle can run on a single fuel or a fuel mix).

Figur 24 – Move overview



Source: Pöyry Management Consulting.

### Demand

Demand for transport is primarily driven by population growth and economic outputs (GDP), using a similar methodology to that used in the EU Reference Scenario 2016<sup>36</sup> for energy and transport. Importantly, transport is modelled in terms of vehicle kilometres rather than passenger or tonnage kilometres. We do not assume any fundamental in consumer behaviour (e.g. autonomous/shared vehicles).

### Supply

The critical drivers of supply relate to fuel costs and the cost of purchasing vehicles. Operations and maintenance costs are relevant but secondary. Unlike the commodity models, we do not assume any capacity constraints on the manufacturing of any of the vehicle technology types.

### Hestia – Methodology of heat sector modelling

**Hestia** is our heat sector model used to simulate the evolution of the heat system. It is a key tool for assessing carbon reduction policies across the energy system.

The European Union has a stated ambition to reduce Greenhouse Gas (GHG) emissions to 80 % below 1990 level by 2050. So far, the main focus has been on decarbonising the electricity sector, however it is become increasingly clear that to achieve this target, the EU will require a coherent policy for the heating sector. The difficulty in decarbonising this sector lies in the fact that heating technologies are mainly decentralised, and thus relies on individual consumers making a decision to switch to low carbon technologies.

<sup>36</sup> (EC, 2016)

This makes understanding which low-carbon heating solutions will prevail in future complex. While numerous scenarios focus on an electric-based heating future (primarily around heat pumps), more recently, proposals for hydrogen-based solutions, drawing on repurposing of the existing gas infrastructure and hydrogen production with associated Carbon Capture and Storage (CCS) have become more prominent.

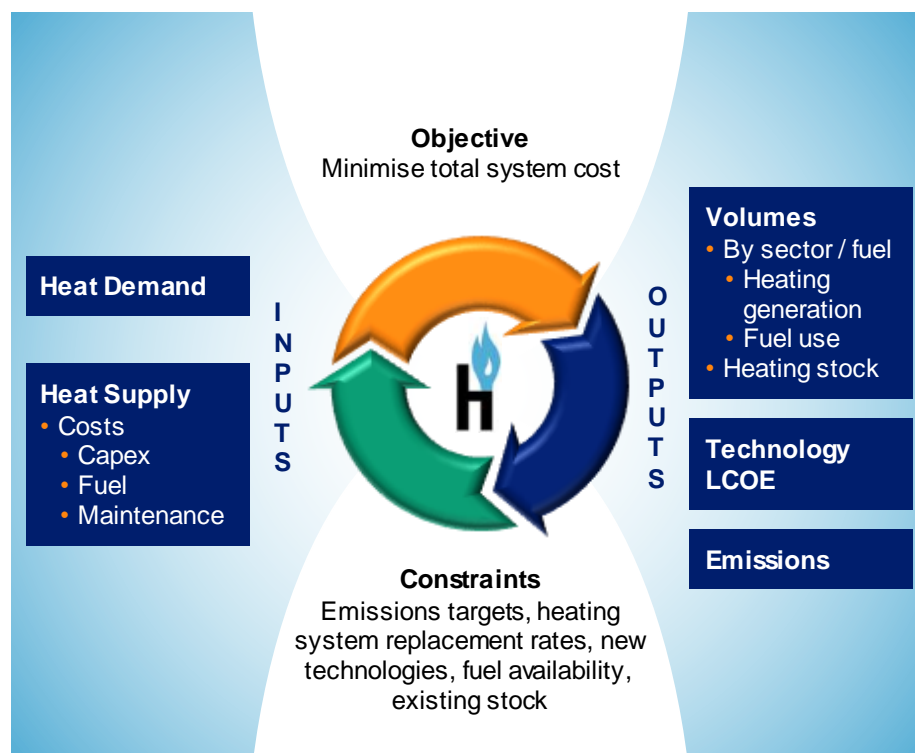
Whichever solution for longer-term heat decarbonisation emerges, it is likely to rely on a mix of energy vectors with a move away from the high dependence on natural gas toward a much more prominent role for electricity (e.g. heat pumps) and/or low-carbon gases, including bio-methane and hydrogen.

In order to provide insight into this uncertainty, we have developed our heat model Hestia. This model allows us to assess the impact of the development of heat technologies, demand and costs, in line with the emission targets. We use the results from our heat modelling to further increase the validity of our projections and the consistency of fuel and electricity prices.

Hestia is based on linear optimisation, where the future heating stock and output is determined by finding the cheapest way of meeting demand, given a set of constraints, including carbon emissions, existing heating stock, heat appliance replacement rates, new technology capabilities and costs, and new technology availability. The model chooses which heating systems to deploy based on parameters such as emission intensity, fuel efficiency, average availability, peak day availability, capital costs and operating costs (including their evolution over time).

New technology availability refers to supply chain considerations for investment in new heating technologies, the regulatory framework for the replacement the existing heating technologies and fulfilling emission targets.

**Figur 25 – Hestia overview**



Source: Pöyry Management Consulting.

### *Demand*

Demand for heat is derived a Fraunhofer Institute study<sup>37</sup> which takes account of several factors including: population growth and economic outputs (GDP); energy efficiency gains; the evolution of European policy; the European building stock; and the stock of industrial assets. In the non-process heat sectors (space heating and water heating in buildings), demand declines over time. This is due to improvements in energy efficiency (new building standards and insulation of existing buildings) offsetting growth in population, number of households and GDP.

### *Supply*

The critical drivers of supply relate to fuel costs, heat technology costs (capex and opex) and technical parameters (efficiencies, load factors) and technology build constraints

---

<sup>37</sup> Fraunhofer Institute. Mapping and analyses of the current and future (2020 - 2030) heating/cooling fuel deployment (fossil/renewables). March 2017. Available at <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/mapping-and-analyses-current-and-future-2020-2030-heatingcooling-fuel-deployment>.

## Annex E – REFERANSELISTE

(EC, 2016) *European Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions trends to 2050*,. Tilgjengelig på

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft\\_publication\\_REF2016\\_v13.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf)

(EC, 2018) *Report on the functioning of the European carbon market*, COM 2018:842 final. Tilgjengelig på

[https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/com\\_2018\\_842\\_final\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/ets/docs/com_2018_842_final_en.pdf)

(EC, 2019) *Evaluation on the energy taxation framework*, SWD 2019:332 final.

Tilgjengelig på [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/energy-tax-report-2019.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/energy-tax-report-2019.pdf)

(ENTSOE, 2019) *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019*. Tilgjengelig på

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/190626\\_MC\\_TOP\\_7.2\\_TTO\\_Synthesis2019.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/MC%20documents/190626_MC_TOP_7.2_TTO_Synthesis2019.pdf)

(NVE, 2013) *Energiintensiv industri : en beskrivelse og økonomisk analyse av energiintensiv industri i Norge*, Rapport 2013:69. Tilgjengelig på

[http://publikasjoner.nve.no/rapport/2013/rapport2013\\_69.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2013/rapport2013_69.pdf)

(NOU, 2009:16) *Grunnlaget for inntektsoppgjørene 2019*, Arbeids- og sosialdepartementet. Tilgjengelig på <https://www.regjeringen.no/no/no/dokumenter/nou-2019-6/id2638735/sec6>

I tillegg ble følgende nasjonale kilder brukt. Disse er på lokale språk

### 1. Historiske strømpriser

- Nord Pool. Tilgjengelig på <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> (for Norge, Sverige, Finland and Danmark)
- EPEX Spot. Betalt tilgang på [https://www.epexspot.com/en/extras/download-center/market\\_data](https://www.epexspot.com/en/extras/download-center/market_data) (for Tyskland, Storbritannia, Frankrike, Nederland og Belgia)

### 2. Nasjonale statistikkbyråer for landsspesifikk statistikk om energisammensetning, sluttbrukerpris på elektrisitet, osv.

- Norge – <https://www.ssb.no/>
- Sverige – <https://www.scb.se/>
- Danmark – <https://www.dst.dk/da>, Dansk Energistyrelsen <https://ens.dk/>
- Finland – [https://www.stat.fi/index\\_en.html](https://www.stat.fi/index_en.html)
- Tyskland – [https://www.destatis.de/DE/Home/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html), <https://energy-charts.de/>
- Storbritannia – <https://www.ons.gov.uk/>, DUKES (Digest of UK Energy Statistics) <https://www.gov.uk/government/statistics/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>
- Frankrike – <https://www.gouvernement.fr/>
- Belgia – <https://statbel.fgov.be/fr>
- Nederland – <https://www.cbs.nl/nl-nl>

3. Nasjonale skattemyndigheter for skatterelatert informasjon som merverdiavgift, eiendomsskatt, selskapskatt, inkludert informasjon om skattefritak og skatte-reduksjoner der det er aktuelt
  - Norge – <https://www.skatteetaten.no/>
  - Sverige – <https://www.skatteverket.se/>
  - Danmark – <https://www.skat.dk/>
  - Finland – <https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/>
  - Tyskland – [https://www.bzst.de/DE/Home/home\\_node.html](https://www.bzst.de/DE/Home/home_node.html)
  - Storbritannia – <https://www.gov.uk/government/organisations/hm-revenue-customs/services-information>
  - Frankrike – <https://www.impots.gouv.fr/portail/>
  - Belgia – <https://finances.Belgia.be/fr>
  - Nederland – <https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/nl/home/home>
  
4. Tariffkomponenter for husholdninger i henhold til nasjonale statistikkbyrå, største detaljhandelsleverandør av elektrisitet i landet eller nasjonal energitilsynsmyndighet
  - Norge – Statistisk sentralbyrå <https://www.ssb.no/>
  - Sverige – Statistiska centralbyrån <https://www.scb.se/>
  - Danmark – Dansk Energi (Forening for danske energiselskaper) <https://www.danskenergi.dk/>
  - Tyskland – BDEW (Forbundet for energi- og vannindustrien) <https://www.bdew.de/>
  - Storbritannia – OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets) <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/breakdown-electricity-bill>
  - Frankrike – <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/prix-de-lelectricite-en-Frankrike-et-dans-lunion-europeenne-en-2018?rubrique=21&dossier=172>
  - Belgia – Engie (EI- og gassleverandør) <https://www.engie.be/nl/>
  - Nederland – <https://www.pricewise.nl>
  
5. Netttariffer for nasjonale TSOer (Transmission System Operators),
  - Norge – Statnett <https://www.statnett.no/>
  - Sverige – Svenska Kraftnet <https://www.svk.se/>
  - Danmark – Energinet.dk <https://energinet.dk/>
  - Finland – Fingrid at <https://www.fingrid.fi/en/>
  - Tyskland – Tennet (one of the four TSOs in Tyskland) at <https://www.tennet.eu/?L=0#&panel1-1>
  - Storbritannia – National Grid ESO (Electricity System Operator) <https://www.nationalgrideso.com/>
  - Frankrike – RTE (Réseau de transport d'électricité) <https://www.rte-Frankrike.com/>
  - Belgia – Elia <https://www.elia.be/>
  - Nederland – ACM (Autoriteit Consument & Markt) <https://www.acm.nl/nl>



(Denne siden er tom)

---

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap

Vi leverer smarte løsninger på tvers av kraftproduksjon, overføring og distribusjon, skogsindustri, kjemikalier og biorefining, gruvedrift og metaller, transport og vann.

Pöyry Management Consulting tilbyr rådgivning og analyser som dekker hele verdikjeden innen energi, skog og bio-baserte næringer. Vår praksis innen energi er å være den ledende leverandøren av strategiske, kommersielle, regulatoriske og politiske råd til energimarkeder i Europa, Midtøsten og Amerika. Vår energigruppe på 200 spesialister er lokalisert på tvers av 12 kontorer i 11 land, tilbyr uovertruffen kompetanse i en raskt skiftende energisektor.



**Pöyry Norway AS**

Lille Grensen 5  
0159 Oslo

Tlf: 454 05 000  
E-post: [poyry.oslo@poyry.com](mailto:poyry.oslo@poyry.com)  
[www.poyry.no](http://www.poyry.no)