

Europæisk oversigt 2025

International samkøring af elsystemer begyndte tidligt med bilaterale aftaler, der skulle give kapacitetsbesparelser, bedre udnyttelse af energiresourcer og bedre forsyningsikkerhed. Sammenkoblingen af europæiske elmarkeder gav bedre driftsoptimering, men også øget pres på nettene.

Dette skrift er en sammenfatning af europæiske data fra 2025.

Udvekslinger i 2025: Et voksende pres på transmissionsnettene

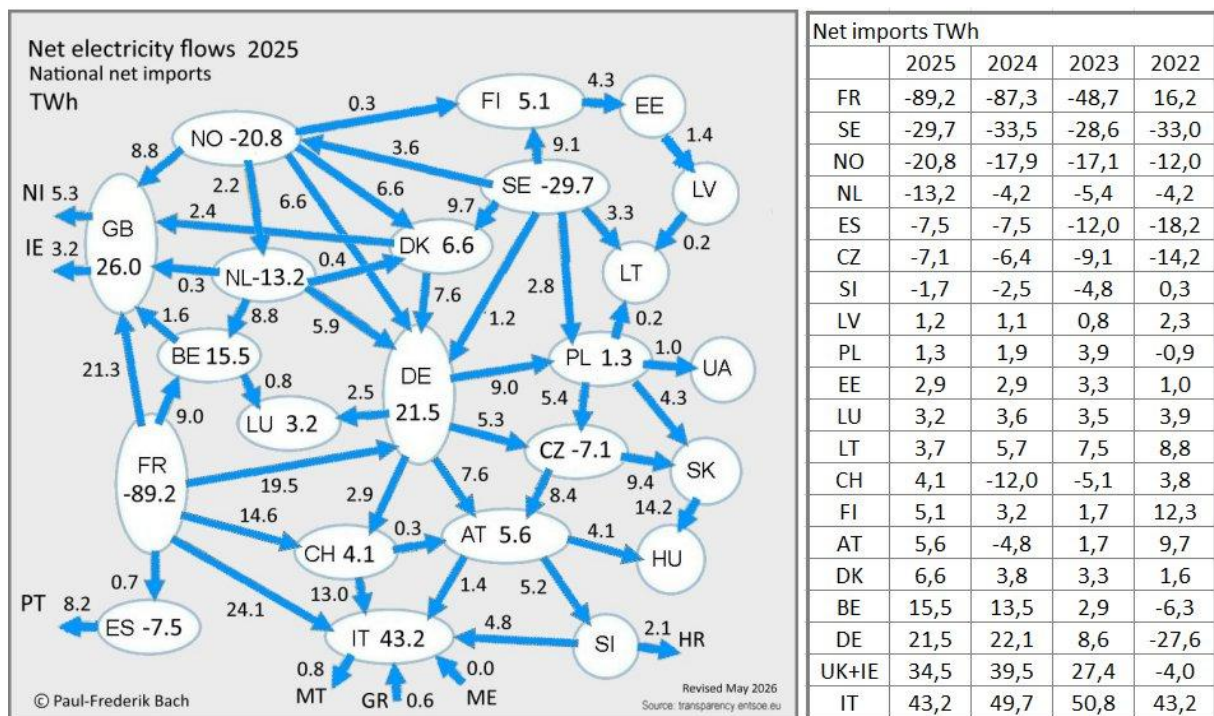


Fig. 1 - European exchange pattern 2025 and national net imports 2022-2025

Der er efterhånden opstået en indbyrdes afhængighed mellem europæiske landes kraftsystemer. Nogle lande er blevet storleverandører af energi. I 2025 var det Frankrig, Sverige, Norge, Holland, Spanien og Tjekkiet (fig. 1).

Tilfældige hændelser kan ramme enkelte lande, så de skifter rolle fra år til år. Det gælder f.eks. Frankrig, som i 2022 var en betydelig importør. Der er også sket store forandringer for Belgien og Storbritannien. Tysklands afvikling af kernekraft var ikke tilfældig, men fik betydning for udvekslingerne i hele Europa.

Desuden har væksten af vind- og solenergi øget trafikpresset i både interne net og på samkøringsforbindelser.

Et senere afsnit viser udviklingen af produktionsmiks for 20 lande i Europa siden 2019. Her vil også sporene fra naturgaskrisen i 2022 være synlige. Det store spørgsmål er, om det på rimelig tid vil lykkes at udvikle det samlede europæiske kraftsystem i de ønskede retninger. Det gælder klimaneutralitet og robusthed med hensyn til energileverandører, økonomi og driftssikkerhed.

Elmarkederne i 2025: Behov for mere fleksibilitet

De europæiske elmarkeder er opdelt i budområder (fig. 2). Indtil 1. oktober 2025 blev der for hvert budområde fastsat en spotpris pr. time. Derefter blev priserne sat for hvert kvarter.

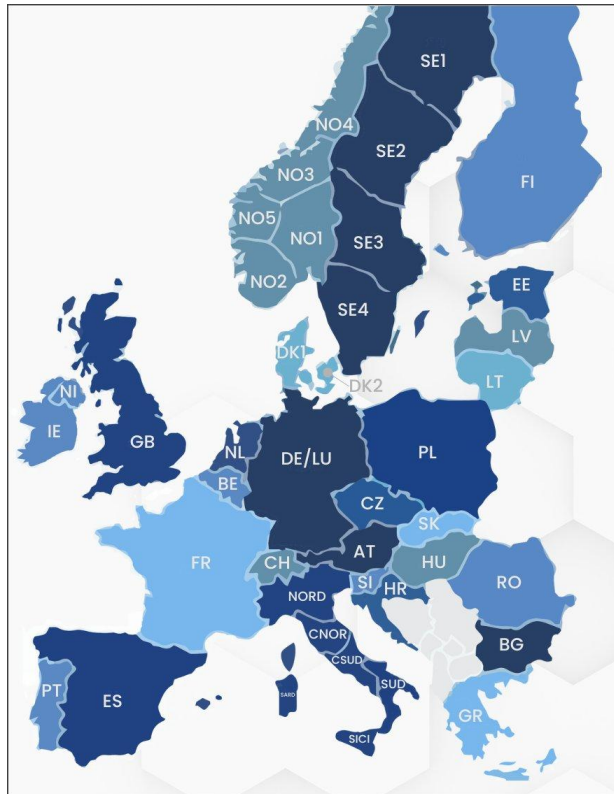


Fig. 2 - EU spot market bidding zones

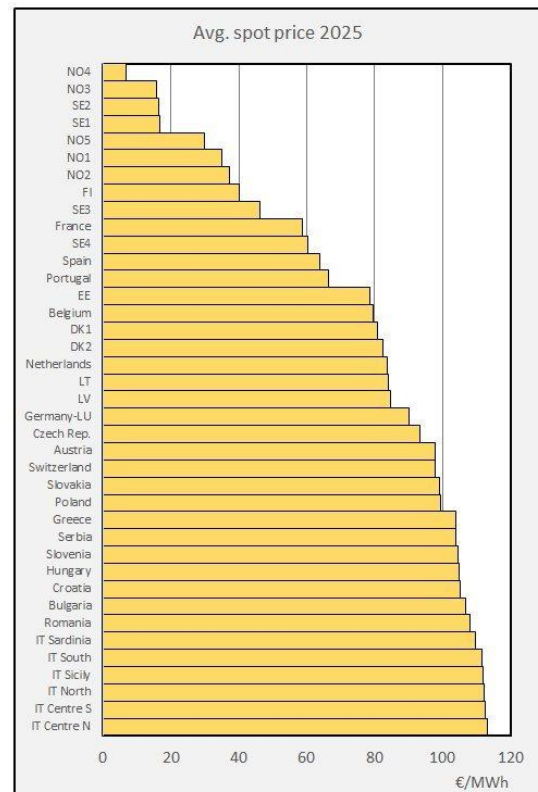


Fig. 3 - EU average hourly spot prices 2025

Der fastlægges løbende grænser for, hvilken effekt der kan overføres mellem to budområder. Hvis markedet ønsker mere overført end den aktuelle kapacitet, er der tale om en flaskehals, der giver budområderne forskellige spotpriser.

Som beskrevet foran, er presset på nettets flaskehalse øget. Det gennemsnitlige resultat for hele året bliver meget forskellige markedspriser for el (fig. 3). De laveste priser findes i områder med produktionsoverskud, som på grund af netbegrænsninger ikke kan komme frem til områder med større betalingsvilje. Hensigten er selvfølgelig at bevæge efterspørgsel til områder med lave priser.

Hvis der ikke var flaskehalse i transmissionsnettet, burde alle områder have samme pris. Det er ikke en realistisk mulighed. Det ville give en meget lav udnyttelse af nettet og dermed en urimelig overinvestering. Nye ledninger skal passe ind i en overordnet netstruktur, og de bør hver især have en rimelig økonomisk begrundelse. Prisforskellene er nødvendige, men det kan altid diskuteres, om transportkapaciteten er passende.

Tyskland har interne flaskehalse, som kunne styres rationelt, hvis landet blev delt i mindst to budområder. Da det er vigtigt for tyskerne at have samme pris i hele landet, må man i stedet omdirigere trafikken med penge ("redispatch"). På fig. 1 kan man se, hvordan der fra Tyskland presses trafik mod øst og fra Polen og Tjekkiet sydpå mod Østrig og Ungarn. Det er en trafik, som Tysklands naboer begrænser med tekniske midler (tværspejndingstransformere), fordi de mener, at tyskerne bør løse deres egne netproblemer.

Elmarkederne skal også håndtere de kortsigtede udsving, som skyldes variationer i vind- og solkraft.

Det kræver tilsvarende fleksible ressourcer i form af produktion og forbrug at absorbere disse udsving. Det trækker ud med udviklingen af den fleksible efterspørgsel, og den styrbare produktion afvikles i takt med indførelsen af vind- og solkraft.

Markederne reagerer i stedet med store udsving i markedspriserne (volatile priser).

Overproduktion viser sig som negative spotpriser. Der udvikles hele tiden forretningsområder til udligning af disse ubalancer. Det kan være stop af produktion af vind- og solenergi mod betaling og i Danmark nu også med 1 MW "brødrister", som varmer luft op til ingen nytte. Det burde være indlysende, at det gælder om at begrænse omfanget af disse nødløsninger.

Solenergi produceres på forholdsvis få timer midt på dagen. Det gav fra begyndelsen gode indtægter, men når investorerne strømmer til, begynder markedspriserne at vige midt på dagen. Det burde professionelle investorer kunne forudse, men i Danmark kom det bag på de fleste med store tab og konkurser til følge.

Fig. 5 viser, at solenergiens markedsværdi begyndte at falde omkring 2020 med krisen året 2022 som undtagelse. Vindenergiens markedsværdi er mere konstant, fordi vindenergiens produktion er tilfældigt fordelt gennem døgnet.

Erkendelsen af dette problem fører til planer om installation af batterier som en del af de enkelte solparker.

Markedspriserne og ikke mindst de negative elpriser er advarsler om alvorlig uligevægt mellem produktion og forbrug i de fleste lande. Bedre stabilitet og forudsigelighed skal opnås ved en systematisk udvikling af mere fleksibilitet i både produktion og forbrug som forudsætning for en fortsat udbygning med vind- og solkraft.

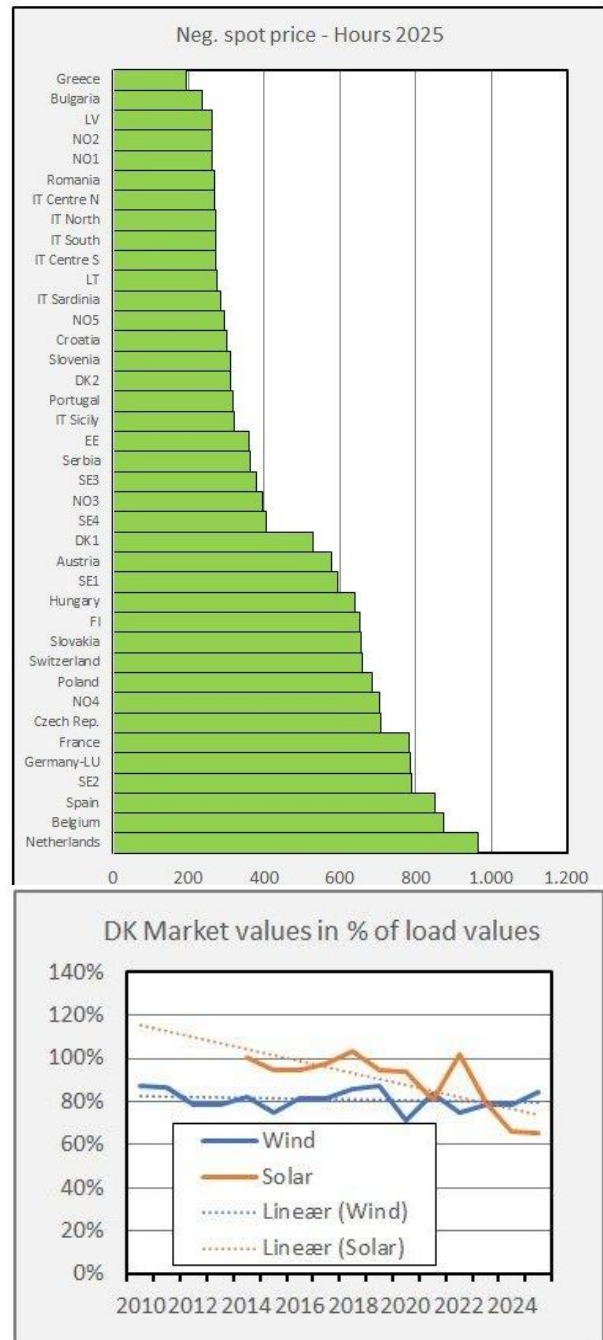


Fig. 5 - DK relative market values of wind and solar energy. Demand = 100%.

Europas elproduktion 2019 til 2025: Kernekraften er uundværlig

For 20 europæiske lande er der samlet data for elproduktion pr. brændselstype i årene 2019 til 2025.

Siden oliekrisen i 1973 har Europas afhængighed af ustabile leverandørlande været velkendt. De beslutninger, som blev truffet dengang flyttede afhængigheden til andre lande, som heller ikke er så stabile, som man kunne ønske. Det viste sig under gaskrisen i 2021-2022.

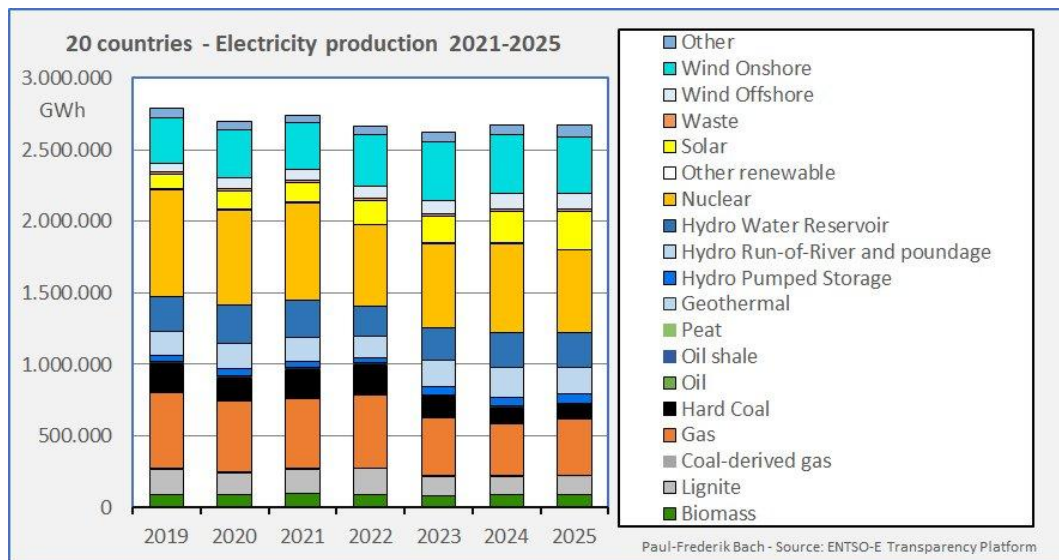


Fig. 6 - Production mix for 20 European countries 2019 to 2025

Det samlede elforbrug for de valgte 20 lande er på 6 år faldet en smule (4%). Andelen af fossil produktion er faldet fra 33% til 24%. Vind- og solenergi er vokset fra 17% til 29%.

Kernekraften er faldet fra 27% til 22%, men udgør stadig det største bidrag på listen. Det meste af faldet skyldes nedlukningen af den tyske kernekraft, som i 2019 leverede 71 TWh. Til sammenligning blev der i 2025 produceret 123 TWh på brunkul og 99 TWh på kul.

Forandringerne sker langsomt. Ved lineær forlængelse kan brugen af fossilt brændsel være afviklet til 2040, mens vind- og solenergi kan være vokset til ca. 60%. Hvordan skal det balanceres, og hvad skal resten bestå af?

Det er svært at forestille sig en stabil elforsyning i 2040 uden kernekraft. Det er måske grunden til, at flere europæiske regeringer genovervejer kernekraftens fremtid. Det gælder f.eks. Sverige og Belgien.

For et par lande var ENTSO-E's data tydeligvis ikke korrekte og har ikke kunnet anvendes.

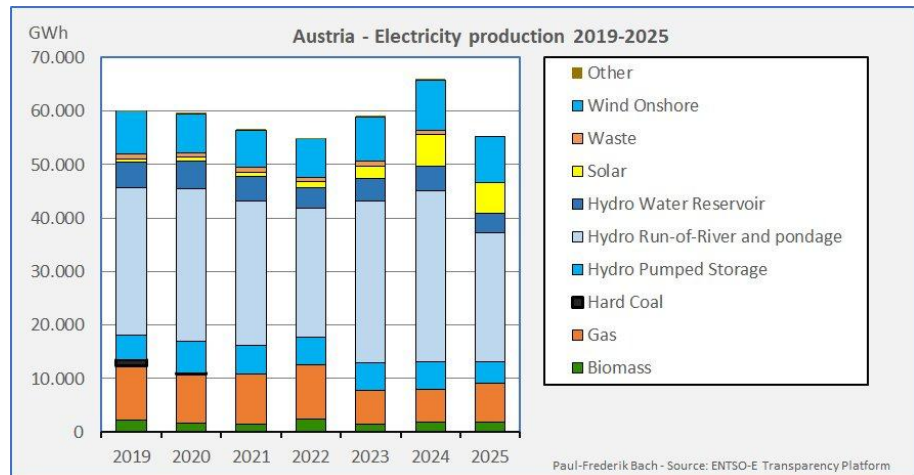
Østrig
Belgien
Schweiz
Tjekkiet
Tyskland
Danmark
Spanien
Finland
Frankrig
Storbritannien
Litauen
Letland
Estland
Holland
Norge
Italien
Polen
Portugal
Sverige
Slovenien

Tabel 1 - De 20 lande

20 landes produktionsmix

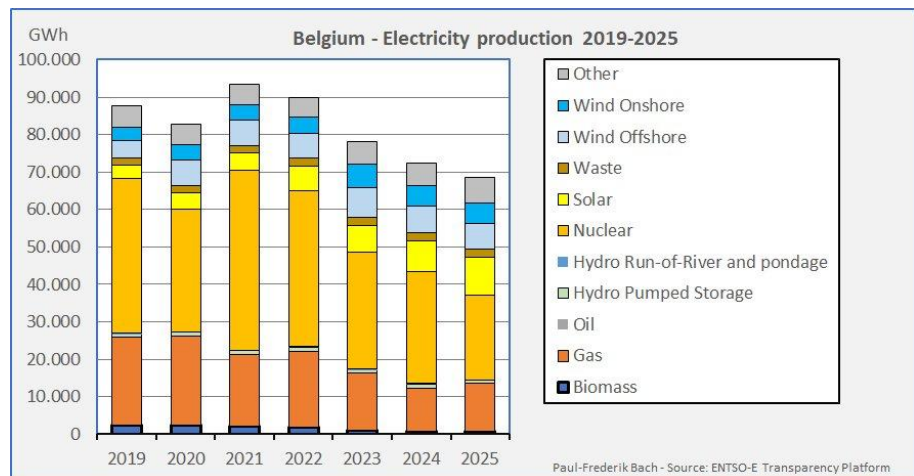
Østrig: Mere end 50% el fra vandkraft

I 2025 kunne 81% af elforbruget dækkes med vedvarende energikilder, 7% med import og 12% med fossil energi (naturgas). Vindenergi udgjorde 14% af forbruget og solenergi 10%. Vandkraft dækkede i 2025 over 50% af forbruget, men reguleringsevnen er begrænset, fordi landets vandmagasiner er forholdsvis små ("pondage"). De østrigske vandmagasiner rummer ca. 2 TWh (3% af årsforbruget), mens de norske til sammenligning rummer ca. 83 TWh. Vandkraftens energiproduktion kan variere fra år til år. Østrig havde i 2024 en nettoeksport på 4 TWh og i 2025 en nettoimport på 5 TWh.



Belgien: Stærk appel fra TSO til belgiske politikere

Belgiens årlige elforbrug er omkring 80 TWh. Siden 2021 har den årlige balance udviklet sig fra et overskud på 9 TWh til et underskud i 2025 på næsten 12 TWh. I Belgien har kernekraft spillet en betydelig rolle, men i 2003 besluttede forbundsregeringen en afviklingsplan, som skulle gennemføres

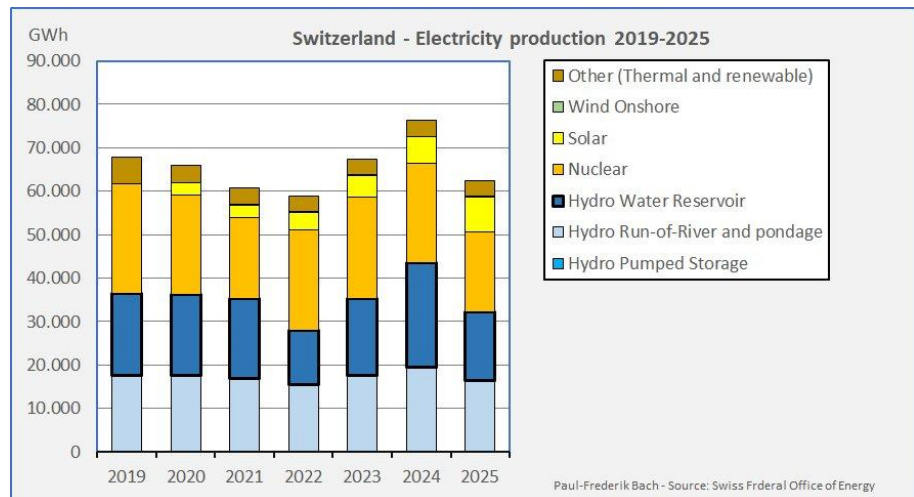


mellem 2015 og 2025. Planen er dog revideret, så de to nyeste enheder fra 1985 stadig er i drift. Samlet set har Belgien stadig 2056 MWe kernekraft i drift, mens 3876 MWe er lukket ned. En ny regering har igen ændret loven, som nu tillader ny kernekraft, herunder SMR. Belgien eksporterede i 2019 6.3 TWh. I 2025 blev der importeret 15.5 TWh. Et studie fra den belgiske TSO, ELIA, understreger behovet for snarlige beslutninger om de langsigtede mål. Af hensyn til klimamålene i 2050 forventes en kraftig stigning i elforbruget. ELIA betoner, at der ikke er nogen nemme løsninger. Uanset hvad der vælges, bliver gennemførelsen vanskelig.

Schweiz: Bliver udfasningen af kernekraft aflyst?

For Schweiz viste der sig fejl i vandkraftdata fra Entso-e. Data er i stedet hentet hos Swiss Federal Office of Energy.

Det årlige elforbrug i Schweiz har varieret mellem 60 og 63 TWh, så der har de fleste år været et pænt produktionsoverskud. Vandkraft og atomkraft har domineret produktionen, men med et voksende bidrag af solenergi. Det er vandkraftens natur, at produktionen kan variere en del fra år

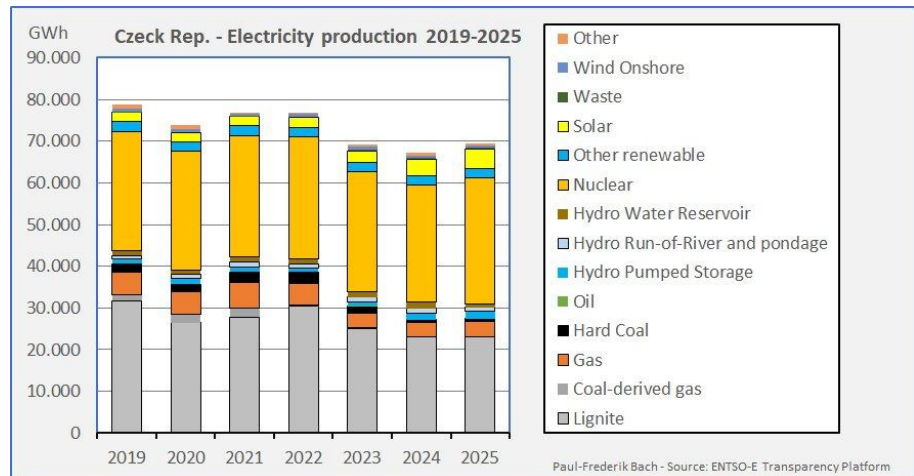


til år. I 2025 var fordelingen 52% vandkraft, 29% atomkraft og 13% solenergi.

Schweiz har på grund af vandkraften altid spillet en central rolle i reguleringen af frekvensen i det kontinentale elnet. Til det formål er de schweiziske vandmagasiner på ca 7 TWh ikke så meget, især hvis man sammenligner med de norske vandmagasiner på 83 TWh. Schweiz kan altså ikke i samme grad som Norge gemme energi fra år til år. Der forventes en beskedent vækst i elforbruget i Schweiz frem mod 2050. Man har vedtaget at udfase kernekraft i takt med udløbet af eksisterende anlægs levetid. Der skal i stedet installeres forskellige former for vedvarende energi. Der er måske opstået tvivl om denne plan. Den 28. august 2024 har forbundsrådet truffet beslutning om en ny politik for atomenergi, som skal gøre det muligt at ophæve det gældende forbud mod ny kernekraft. Forslaget er i august 2025 sendt videre til parlamentet. Udviklingen kan følges i en årlig Monitoring Report.

Tjekkiet: 48% atomenergi og 37% brunkul i 2025

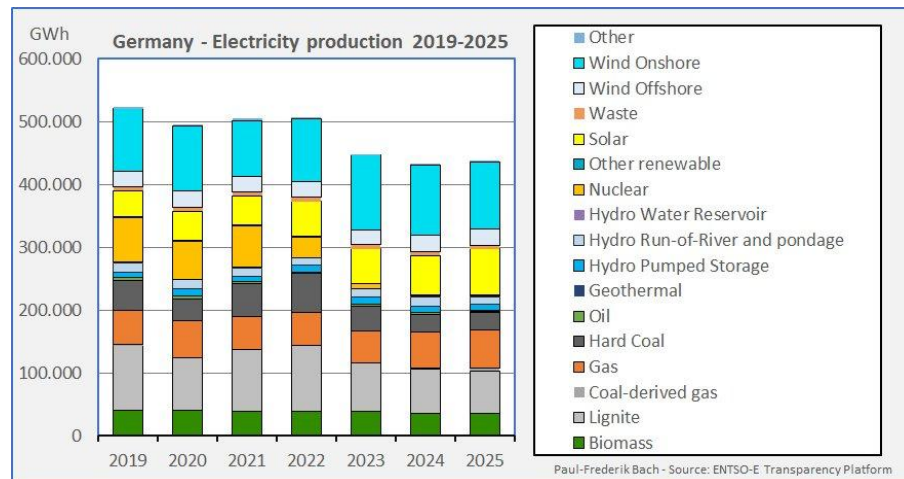
Tjekkiet's årlige elforbrug er faldet fra 66 TWh i 2019 til 63 TWh i 2025. Samtidigt er produktionen faldet noget mere, så Tjekkiet's årlige nettoeksport er faldet fra 15 TWh til 10 TWh. Produktionen af atomenergi udgjorde 48% af forbruget i 2025, mens den brunkulfyrede produktion udgjorde



37%. Den tredje største gruppe i 2025 var solenergi med 8%. Siden 2019 er der sket et betydeligt fald i forbruget af brunkul. Det er planen at udfase de kulfyrede værker og erstatte dem med ny atomkraft og vedvarende energi inden 2035.

Tyskland: Tvivl om opfyldelsen af klimamål i 2030

Tyskland er på grund af størrelse og beliggenhed en vigtig del af Europas elmarked, men Tyskland er desværre blevet et svagt led. Det har flere årsager:

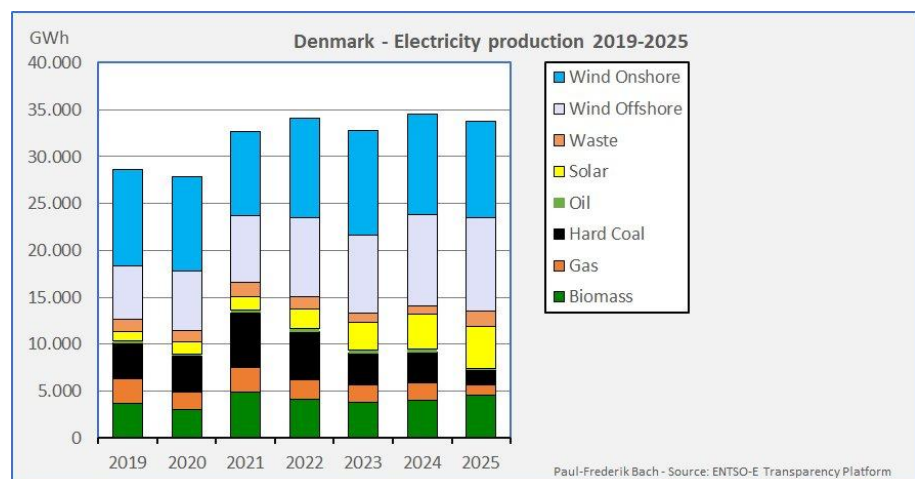


- Afviklingen af atomkraft Tyskland har ændret landet fra at have et betydeligt produktionsoverskud af el til et land, som er stærkt afhængigt af import fra andre lande.
- Overgangen til store mængder ikke-styrbar produktion i Nordtyskland har medført mere transport af el fra nord til syd, end det tyske net kan overføre. Det er svært og dyrt at forstærke nettet, og det går alt for langsomt.
- Da Tyskland ikke vil opdele landet i priszoner som i de nordiske lande og i Italien, er resultatet markedspriser, som giver forkerte incitamenter og dermed ikke-optimal drift i store dele af Europa, ikke mindst i de nordiske lande.

Tysklands elforbrug har været faldende til 465 TWh i 2025, men elbesparelsen var ikke nok til at udligne produktionsnedgangen. Den fossile produktion var 35% af forbruget i 2025. 14% blev produceret med brunkul. Det er Tysklands mål at nå klimaneutralitet til 2045. Det tyske "Expertenrat für Klimafragen" har 18. maj 2026 udsendt en redegørelse, der konkluderer, at målene for landets udledning af klimagasser i 2030 sandsynligvis ikke kan opfyldes.

Danmark: Udsigt til stærkere tilknytning til Tyskland

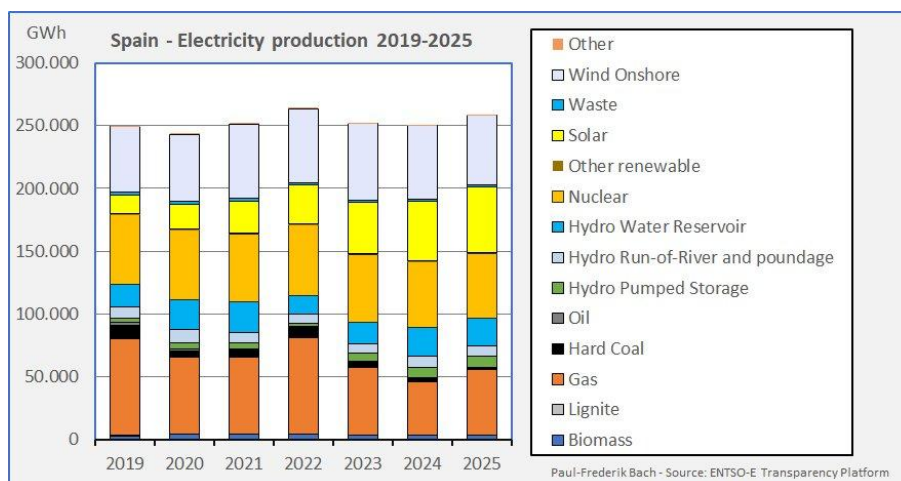
Danmarks elforbrug er vokset fra 34 TWh i 2019 til 38 TWh i 2025. Der har hvert af de viste år været et produktionsunderskud på gennemsnitligt 3,4 TWh. Under gaskrisen i 2021 blev produktionen forøget markant ved hjælp af biomasse, gas og kul. Siden har forbruget af kul og gas kunne sættes ned i takt med øget produktion af el fra sol og havvind. I 2025 udgjorde landvind 28% af forbruget, havvind 27%, sol 12% og biomasse 12%. Kul og gas dækkede tilsammen 12% og nettoimport 12%. Danmark har i sammenligning med de fleste andre lande nået en høj andel af vedvarende energi i elproduktionen. Medaljens bagside er en ret lav andel af styrbar produktion, formelt omkring 25%, i praksis nok noget mindre. Danmark er blevet afhængig af støtte fra nabolandene på grund af den ujævne vedvarende produktion. Det har givet behov



for ekstra transmissionskapacitet til udligning af ubalancerne. Det har hele tiden været meningen, at nyt fleksibelt forbrug skulle absorbere udsvingene. Det skulle have været udviklet samtidigt med udbygningen af vind- og solenergi, men det ser fremdeles ud til at have lange udsigter. Efter idriftsættelsen af vestkystledningen til Tyskland knyttes elmarkedet i Vestdanmark endnu stærkere sammen med det tyske elmarked. Derfor er det tvivlsomt, om det nye udbud af havvind i Danmark får nogen indflydelse på priserne på de danske elmarkeder, som det har været hævdet i omtalen af de nye projekter.

Spanien: Blackout i 2025 på grund af forsømt spændingsregulering

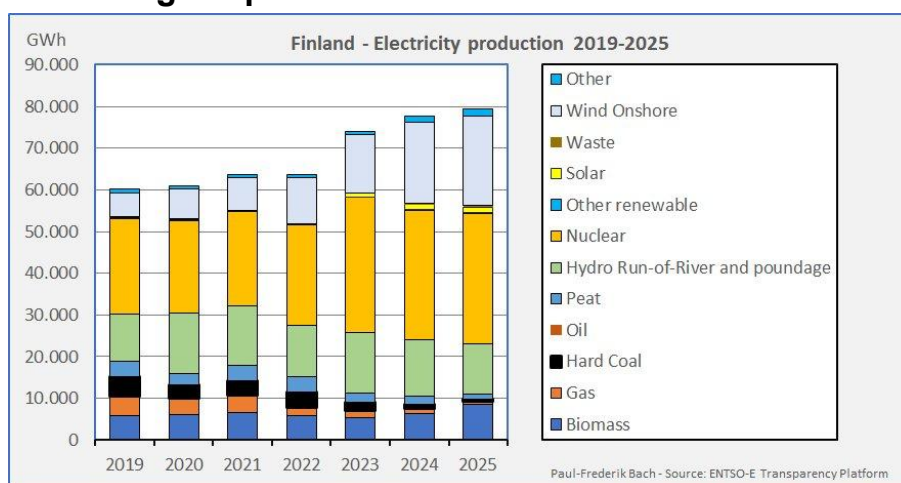
Spaniens kraftsystem er alsidigt sammensat. I 2025 bestod elproduktionen af 23% landvind, 22% solenergi, 22% kernekraft, 22% gas og 13% el fra vandkraft. Hertil kommer, at Spanien med 13 TWh har langt de største vandmagasiner i Sydeuropa. Der er på de 6 år sket en betydelig vækst i sol-



energi og et støt fald i gasforbruget, det sidste dog bortset fra kriseåret 2022. Spanien og Portugal udgør tilsammen et stort kraftsystem i forhold til forbindelsen til Frankrig. Et blackout den 28. april 2025 ramte hele den iberiske halvø og tiltrak sig derfor stor opmærksomhed og udløste også kommentarer om, at man nok havde installeret for mange solceller. Det kan dog klart afvises. En omfattende rapport fra ENTSO-E pakkede årsagerne pænt ind. Der var tale om et overspændingssammenbrud, som skyldtes utilstrækkelige ressourcer til spændingsregulering og måske også utilstrækkelig fokus på dette vigtige emne.

Finland: kun 3% fossil energi i elproduktionen i 2025

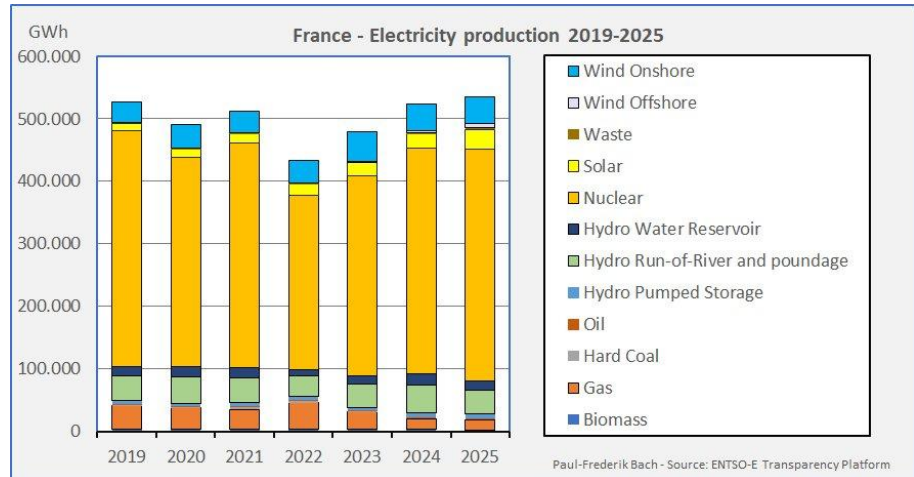
I 2025 udgjorde Finlands elproduktion med fossile brændsler kun 3% af elforbruget. Det er et resultat, som fortjener respekt, når man ser på de vanskeligheder, som Finland har måttet kæmpe med. De vigtigste energikilder i 2025 var i øvrigt kernekraft 37%, landvind 25%, vandkraft 14%, biomasse 10% og sol under 2%. Finlands årlige elforbrug varierer omkring 80 TWh. Til og med 2022 importerede Finland op til 9 TWh om året fra Rusland. Heldigvis fik man endelig i 2023 den nye kernekraftblok, Olkiluoto 3 på 1600 MW, i drift. Desuden er



Finlands vækst af vindenergi bemærkelsesværdig, idet produktionen i 2025 nåede over 21 TWh. I januar måned er der forekommet kritiske forsyningssituationer. Det kan blive temmelig koldt i januar, og der bruges en del el til opvarmning. Både kernekraft og vind har leveret stabilt i de mest kritiske situationer.

Frankrig: Overskud af el til resten af Europa

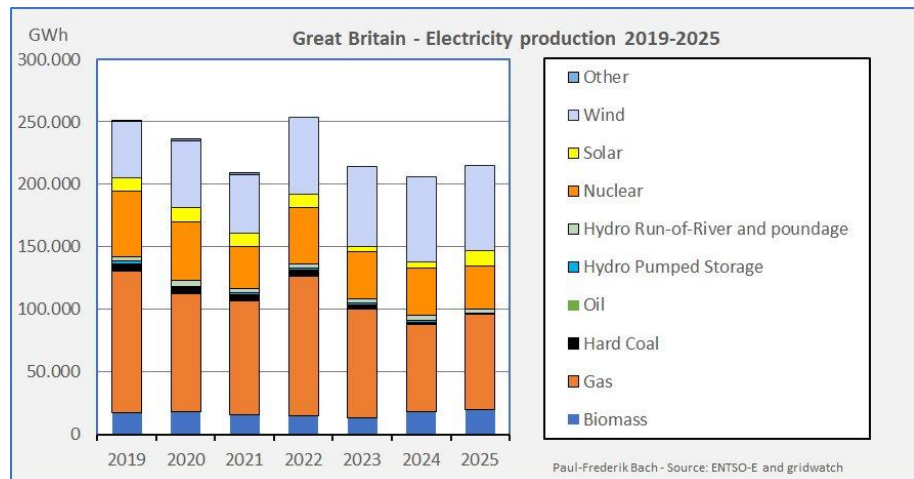
Frankrigs årlige elforbrug har svinget ret meget mellem 425 og 465 TWh. I 2025 dækkede kernekraften over 85% af elforbruget. Frankrig har en stor flåde af kernekraftværker, hvoraf mange i 2022 blev ramt af den samme fejl, som det tog flere år at udbedre. Det år var



Frankrig nettoimportør af el. Da det faldt sammen med den internationale gasforsyningskrise, blev det et anstrengt år for mange europæiske lande. Bortset fra 2022 har Frankrig været Europas store leverandør af el, som det fremgår af fig. 1.

Storbritannien: For vigtig til at blive udeladt

På grund af Brexit var det ikke længere muligt at hente data for britisk elproduktion hos ENTSO-E fra 2022, så det var fristende at udelade de britiske data. Storbritannien (England, Skotland og Wales) har kabler til en række lande i Skandinavien og på kontinentet. Derfor er det

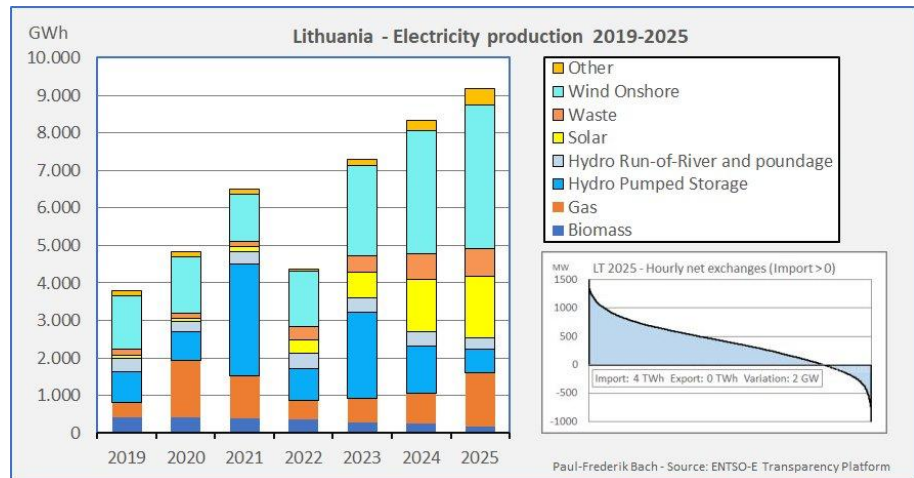


interessant for os at kende til det britiske kraftsystem. Data til hosstående grafik er flikket sammen fra flere kilder, men forhåbentlig nogenlunde retvisende. I 2022, da alle lande manglede strøm, kunne man i Storbritannien mobilisere ekstra gasforsyninger til eksport af el. I 2025 var naturgas stadig den vigtigste energikilde i britisk elproduktion, men vindkraften leverede næsten lige så meget. Solceller har kun nået ringe udbredelse i britisk elproduktion.

Litauen: Afhængig af import, udvikler vind og sol

Litauen har været igennem en stor forandring, og resultatet har paralleller med Danmark. De tre baltiske lande var tidligere forbundet med HVAC-nettene i Rusland og Hviderusland. Der var HVDC-forbindelse fra Estland til Finland og fra Litauen til Polen og Sverige. Litauen har

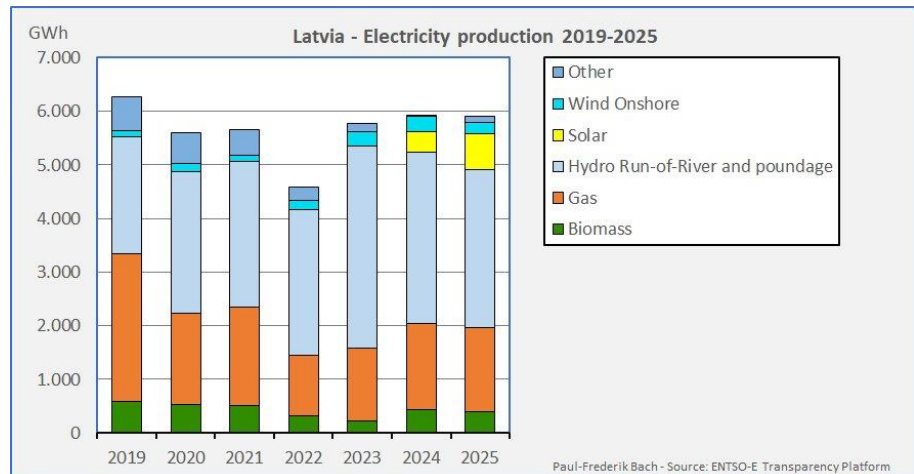
aldrig været selvforsynende med el. Det årlige elforbrug er omkring 12 TWh. I 2019 var nettoimporten 9,5 TWh fra Sverige, Hviderusland, Rusland, Letland og Polen. Den 9. februar 2025 blev Litauen forbundet med det polske AC-net, hvorved de tre baltiske lande blev en del af det synkrone HVAC-net på det europæiske kontinent. Litauens nettoimport i 2025 var 3,3 TWh fra Sverige, Letland og Polen. På grund af den store andel af vind- og solenergi dækker nettotallene over store effektudsving. Varighedskurven for udvekslinger i 2025, som er klemmt ind i hjørnet af figuren, illustrerer Litauens nuværende afhængighed af Sverige, Letland og Polen.



Letland: Vandkraft fra floden Daugava

Floden Daugava var i vikingetiden og middelalderen en vigtig handelsrute til Rusland. I Letland er der tre dæmninger med vandkraftværker, som dækker omkring halvdelen af landets elbehov. Naturgas blev før 2022 leveret fra Rusland, men importeres nu som LNG gennem ny infra-

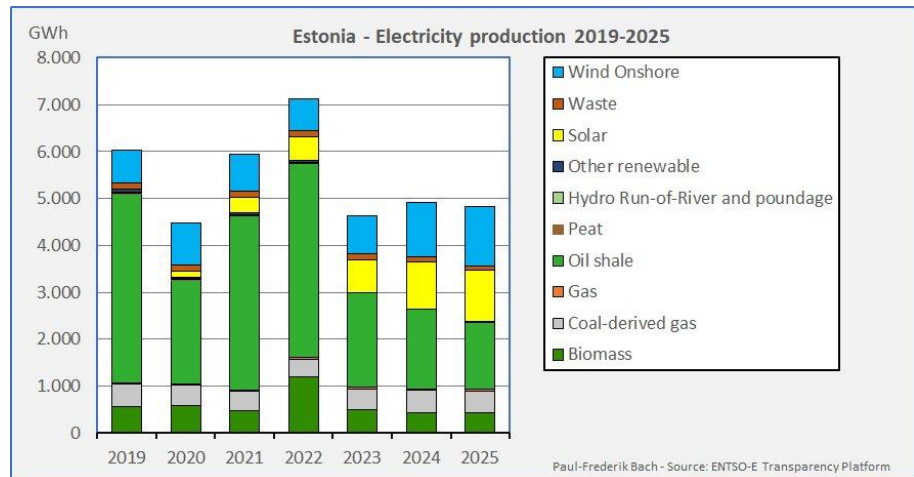
struktur via Litauen og Finland. Elnettet var ligeledes koblet til det russiske net, men sammen med Estland og Litauen afbrød man i 2025 dette samarbejde for gennem en ny ledning til Polen at blive en del af det synkrone vesteuropæiske net. HVDC-forbindelser fra Finland til Estland og fra Sverige til Litauen bidrager til sikring af infrastrukturen i de tre baltiske lande.



Estland: Fra olieskifer til vind og sol

Estlands elforbrug er omkring 8 TWh om året. Olieskifer har i mange år været det vigtigste brændsel til elproduktion. Finland har været en vigtig leverandør gennem Estlink 1 (HVDC, fra 2006, 350MW) og Estlink 2 (HVDC, fra 2014, 650 MW). Udvekslingerne med Rusland fortsatte til

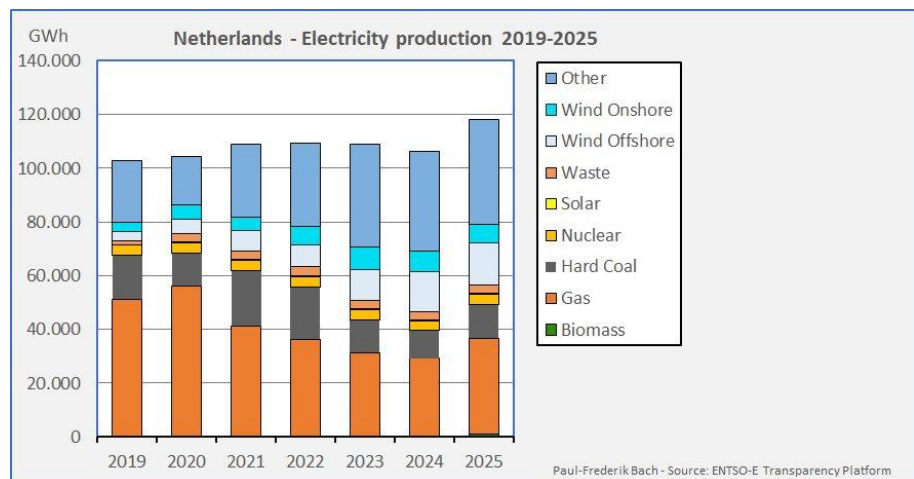
2023 med import i 2019 og eksport til Rusland de følgende år. Det var muligt at øge produktionen på olieskifer betydeligt i kriseåret 2022, hvorefter vind og sol i stigende grad har bidraget. Fra 2025 har Estland sammen med Letland og Litauen været koblet synkront sammen med det vesteuropæiske net.



Holland

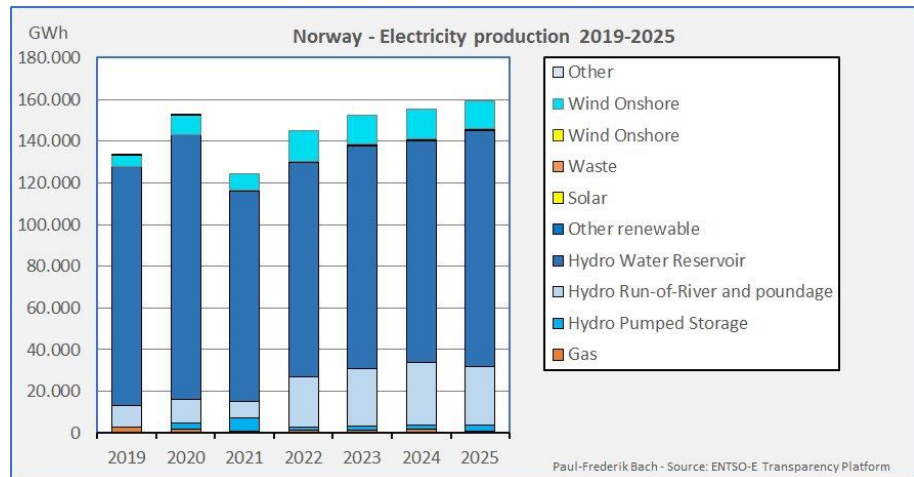
Holland har øget sin elproduktion, mens produktionen er faldet i Belgien. Desværre har hollænderne sjustet med tallene, så alt for meget blev til "Other". Andre kilder viser, at solcellerne i 2025 har leveret 20%, mens biomassen har leveret 5%. De øvrige størrelser

en næsten rigtige. Den store vækst er leveret af landvind og sol. Naturgas og kul gav tilsammen 45%, så Holland har stadig styrbar kapacitet til balancering, men til gengæld en høj andel af fossil energi.



Norge: Bekymringer trods overflod af ren energi

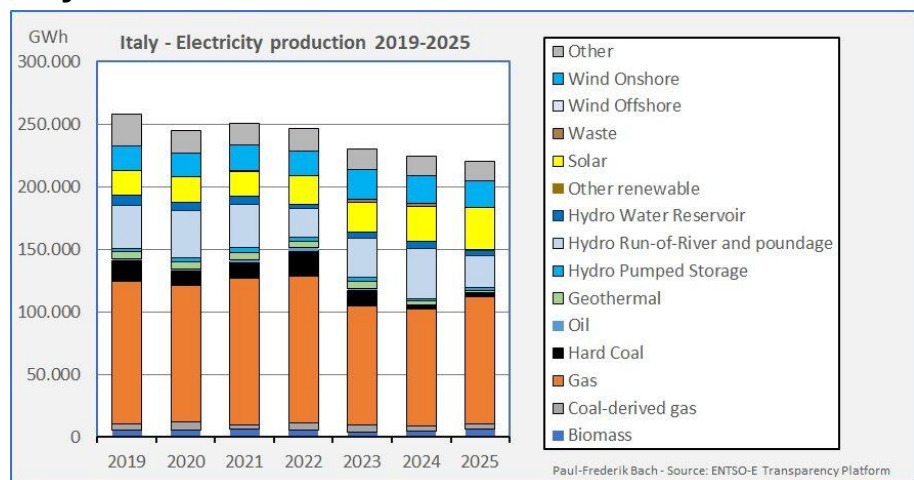
Det årlige elforbrug i Norge har de senere år svinget mellem 130 og 136 TWh. Det er fire gange så meget som i Danmark. Den gennemsnitlige produktion fra vandkraft er endnu større, så Norge er selvforsynende 9 år ud af 10. Med vandmagasiner til over 80 TWh



skulle man ikke tro, at der kunne være problemer i norsk elforsyning, men sådan ser nordmændene det slet ikke. Man vil gerne tiltrække endnu mere industri, men vandkraften er fuldt udbygget, så der sker en betydelig udbygning med vindkraft. Produktion og forbrug har en ujævn geografisk fordeling, og det er besværligt at bygge ledninger i det bjergrige terræn. Derfor er Norge delt op i 5 priszoner. Udlandsforbindelser, der skal muliggøre salg af overskudsenergi, slår tilbage med kontinentale markedspriser i det sydlige Norge til store gener for mange nordmænd, der er vant til langt lavere elpriser.

Italien: Langsom fornyelse

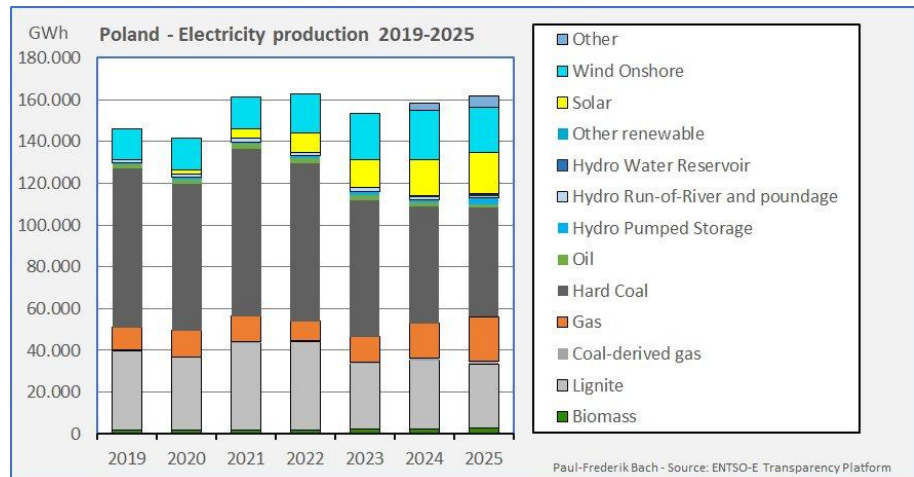
Italiens årlige elforbrug har svinget omkring 280 TWh. Landet har altså ikke været i nærheden af selvforsyning. I 2025 var andelen af fossil produktion 40%. Det vigtigste brændsel er naturgas, som dækker 37%. Kul er stort set udfaset. For italienerne gælder det øjensynligt om at få strømmen, hvor den er billigst. Der er ingen vækst i vindkraft og en beskedne vækst i solceller.



Polen: Plan for vækst med kernekraft

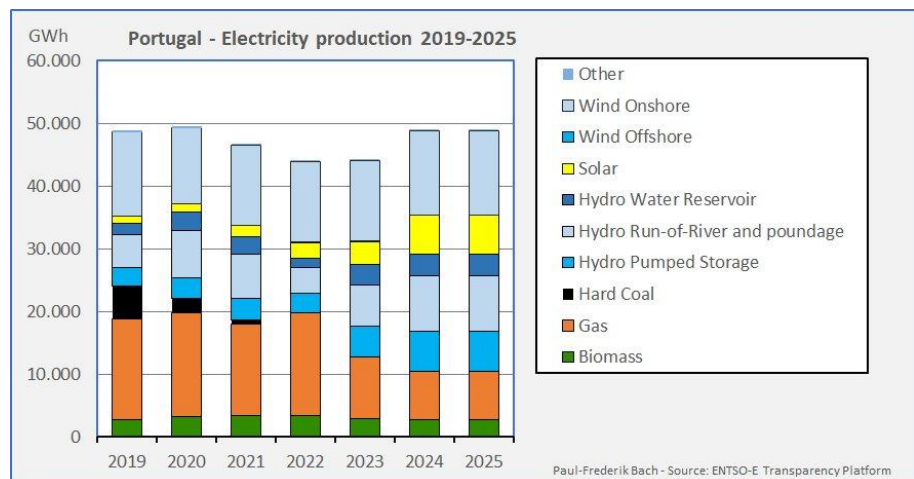
Elforbruget i Polen har svinget mellem 175 og 158 TWh. Den fossile del af produktionen var 75% af forbruget i 2019 og 67% i 2025. Andelen af vind og sol er vokset fra 9% i 2019 til 26% i 2025. Der er tegn på, at Polen forventer et forøget elforbrug. Den polske

regering har udgivet "Polish Nuclear Power Programme"¹. Programmets mål beskrives således: *The objective of the polish nuclear power programme is to build 6 – 9 GWE of installed nuclear capacity based on large, proven pressurised water reactors.*



Portugal:

Elforbruget i Portugal er omkring 50 TWh om året. Produktionen har en alsidig vifte af energikilder. Vandkraft dækkede i 2025 36% af forbruget, gas dækkede 15%, solceller 12% og biomasse 5%. Kulfyring er udfaset, mens der har været en betydelig vækst i vandkraft

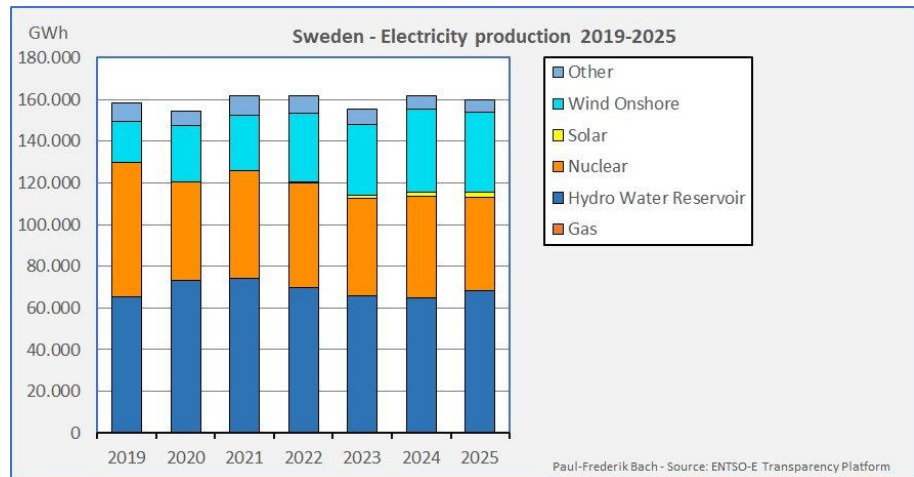


og solceller. 2022 var et kriseår for gasforsyningen. Samme år var der også mindre nedbør i Portugal og i andre europæiske vandkraftlande.

¹ <https://www.gov.pl/attachment/10843b9b-f4e2-43ae-9fb3-ec2461ee5830>

Sverige: Forberedelse af en fremtid med ny kernekraft

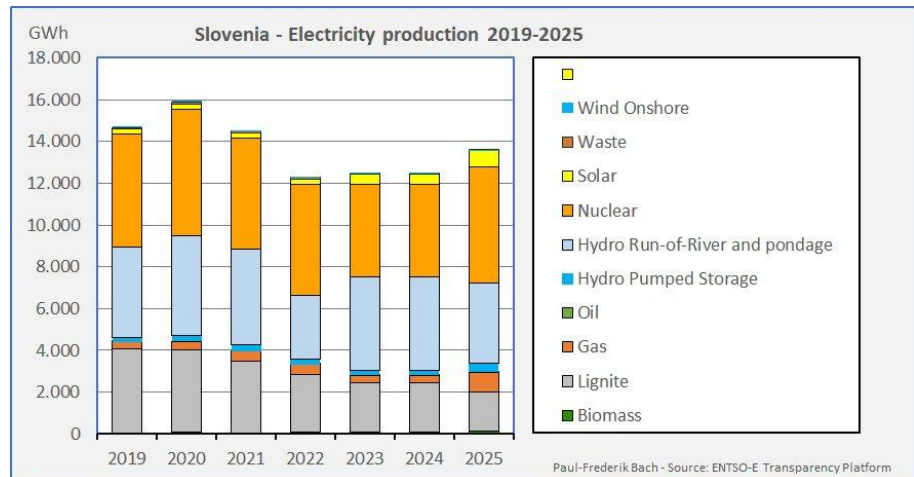
Sveriges årlige elforbrug har svinget mellem 130 og 140 TWh, så der har hvert år været et pænt overskud til eksport. Sverige er et land med store afstande fra nord til syd. Sverige har overskud af vand- og vindkraft i Nordsverige. Kernekraften ligger i det centrale



Sverige, mens Sydsverige mangler produktion. Det medfører store transporter fra nord til syd i det interne transmissionsnet. En opdeling i fire priszoner regulerer overføringen af strøm. Efter at have set frem mod en gradvis nedlæggelse af de svenske kernekraftværker har man med en politisk aftale fra 2022 besluttet at ændre målet fra "100% vedvarende" til "100% fossilfrit". Det åbner i praksis mulighed for at bygge nye kernekraftværker og for at levetidsforlænge de bestående.

Slovenien: Planer for kernekraftværket Krško's fremtid

Det årlige elforbrug i Slovenien har svinget mellem 10 og 14 TWh. Produktionen udgøres af 44% kernekraft, 31% vandkraft, 15% brunkul, 8% naturgas og 6% solenergi, beregnet i forhold til elforbruget. Forbruget af brunkul er halveret siden 2019. Kerneenergien produceres



på det 696 MWe store Krško-værk fra 1983 i den østlige del af landet. Leverandøren var Westinghouse. Der har været en del overvejelser om værkets udvidelse med en ny enhed og om levetidsforlængelse af den bestående enhed til 2043.