

TEMANUMMER

Hvordan løser vi energikrisen?

INDHOLD

- 2** Redaktionelt forord
Signe Krarup
- 5** Krise: Beretning fra energisektorens maskinrum
Martin Hansen
- 10** Da energipolitik blev sikkerhedspolitik
Trine Villumsen Berling
- 20** Elektrificering udskifter én afhængighed med en anden
Marton Leander Vølstad, Klaus Skytte & Jes Vitting
- 31** Hvor er de lavthængende grønne teknologier?
Jacob Ladenburg & Ugur Soytaş
- 41** Do Energy Islands support the Green Transition?
Alexandra Lüth
- 51** ”Hvordan kan Europa få dækket sit behov for brint?”
Marie Münster, Ioannis Kountouris & Rasmus Bramstoft
- 64** Energy Poverty During the Energy Crisis
Ramazan Sari & Xiaobing Zhang
- 73** Future-proof electricity prices for consumers
Claire Bergaentzlé & Dogan Keles

Redaktionelt forord

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

I 2020 vedtog Danmark en klimalov med konkrete mål for reduktionen af drivhusgasser i 2030 og en hensigt om at være klimaneutralt senest i 2050 for at kunne leve op til Parisaftalens målsætning. Klimahensynet var det afgørende argument for den grønne omstilling af vores energiforsyning, som nu er i gang. Med Ruslands invasion af Ukraine blev det imidlertid tydeligt, at denne omstilling haster, ikke kun pga. klimaet, men også for at sikre en stabil og sikker energiforsyning. Pludselig stod Danmark og mange andre lande midt i en energikrise, vi ikke havde set mangan til siden 70'erne. Og hvor en høj forsyningsikkerhed ikke længere var en selvfølge.

I dette temanummer om energi, sætter vi fokus på håndtering af energikrisen, og hvordan Danmark kan opnå en grøn omstilling af vores energiforsyning, der samtidig sikrer forsyningsikkerhed og et velfungerende el-marked med overkommelige priser for de europæiske forbrugere. Temanummeret illustrerer, at energipolitik i dag har mange dimensioner, og at det internationale samarbejde er afgørende for at den grønne omstilling lykkes nationalt og globalt.

I den første artikel beskriver Energistyrelsens vicedirektør, Martin Hansen, den situation Danmark stod i, og de initiativer der blev taget fra myndighedernes side for at sikre en stabil energiforsyning for virksomheder og borgere i en krisetid, hvor der var brug for hurtige indgreb. Kriseberedskabet fik en vigtig rolle, og energispareinitiativer kom igen forrest på dagsordenen. Ligesom de var i 70'erne.

At forsyningsikkerhed ikke kun er et nationalt anliggende, men også et internationalt sikkerhedsmæssigt problem, blev også klart med Ruslands invasion af Ukraine og med sabotagen af Nord Stream ledningerne i Østersøen. I den anden artikel giver Trine Villumsen Berling fra DIIS en historisk gennemgang af, hvorfor der først i de senere år er skabt en international opmærksomhed omkring, hvorfor energi- og sikkerhedspolitik bør gå hånd i hånd. I tråd med den offentlige debat for tiden, understreges vigtigheden i at sikkerhedshensynet inddrages, når vi i de kommende år planlægger placeringen af havvindmøller, energiøer og anden infrastruktur, der er afgørende for den grønne omstilling.

Krisen har også vist, hvorfor det er afgørende at EU og de nordiske lande står sammen om at sikre forsyningsikkerheden. I den tredje artikel beskriver Morton Leander Vølstad, Klaus Skytte og Jes Vitting fra Nordisk Energiforsk-



SIGNE KRARUP

Divisionsleder,
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi

ning, hvad der førte til de sidste års energikrise, og hvordan de nordiske lande håndterede denne. Desuden gives der anbefalinger til hvilke initiativer, der bør tages for at sikre den fremtidige nordiske forsyningsikkerhed, herunder efterspørgslen efter kritiske råstoffer, som er afgørende i fht. elektrificeringen af vores energiforsyning.

En høj elforsyning baseret på vind og sol er både afgørende for forsyningsikkerheden og den grønne omstilling. Elforsyningsikkerheden er ifølge Energistyrelsen i dag høj, men udfordres i de kommende år pga et større elforbrug til bl.a. varme, transport, datacentre og grønne brændstoffer til transportsektoren. Udbygningen af en grøn elproduktion og anvendelsen af grønne teknologier er afgørende for forsyningsikkerhed og den grønne omstilling. Men selvom vi ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv ved hvilke teknologier, vi bør vælge og udbygge, er det ikke sikkert at implementering er lige til. I den fjerde artikel beskriver Jacob Ladenburg og Ugur Soytaş fra DTU Management, at den politiske prioritering af udrulningen af sol, vind mv, må tage hensyn til borgernes opfattelser og accept af disse, hvis man skal undgå, at den grønne omstilling forsinkes eller fordyres.

Med klimaftalen fra 2020 besluttede et flertal i Folketinget at opføre to energiøer. Energi øerne skal bl.a. sikre en fremtidig høj grøn elforsyningsikkerhed i Danmark, og tilkobling til teknologier, der kan lagre eller omdanne denne grønne strøm til for eksempel grønne brændstoffer (gennem såkaldt "Power-to-X"). I den femte artikel, beskriver Alexandra Lüth fra CBS, fordele og udfordringer ved etableringen af energiøerne, og peger på, at der er behov for regulering og økonomiske rammer, hvis energiøerne skal etableres og integreres i den danske og europæiske energiforsyning.

Udrulningen af vind, fx gennem etablering af energiøer og vindmølleparker, er en forudsætning for produktion af brint, som også er en vigtig brik i den grønne omstilling af energiforsyningen. Brint kan især bidrage til omstilling af industrien samt til at producere grønne brændstoffer til den tunge transport. Marie Münster, Ioannis Kountouris & Rasmus Bramstoft Petersen fra DTU Management beskriver i den sjette artikel, hvordan Europas fremtidige brintbehov kan efterkommes, samt under hvilke betingelse man i Danmark vil kunne sikre en konkurrencedygtig produktion og eksport af brint.

Med energikrisen blev energifattigdom en realitet i de europæiske lande, da mange husholdninger ikke længere havde råd til at opvarme deres hus eller betale deres energiregninger. Det blev tydeligt, at det er afgørende at tage hensyn til de mest sårbare grupper for at sikre, at alle får gavn af og råd til den grønne energiomstilling. Ramazan Sari & Xiaobing Zhang fra DTU Management beskriver hvad der forstås ved energifattigdom og årsagen til energifattigdommen i de europæiske lande. De påpeger, at det er vigtigt at energipolitikken også inddrage sociale hensyn og en plan for, hvordan konsekvenserne af energifattigdom afbødes fx gennem energieffektivisering, renovering af boliger og støtte til energiregningen i Danmark.

Overkommelige elpriser for de europæiske forbrugere er også en forudsætning for en retfærdig grøn omstilling og for at undgå energifattigdom. I temanummerets sidste artikel beskriver Dogan Keles og Claire Bergaentzle fra DTU Management, hvordan reguleringen af de europæiske el-markeder fungerer, og hvad der driver prisfastsættelsen af elpriserne. Hvis den grønne omstilling skal ske uden store fordelingsmæssige konsekvenser, er der behov for at ændre reguleringen af el-markederne. Prislofter kan på kort sigt være fordelagtigt, men på længere sigt er der behov for en regulering, der kan understøtte investeringer for at mindske knaphed på forsyningsiden og dermed begrænse energipriserne.

God læselyst!

Signe Krarup,
redaktør af temanummeret

Krise: Beretning fra energisektorens maskinrum

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

Hvilke redskaber fra værktøjskassen griber man fat i, når de røde lamper blinker, og bekymringsbarometeret går fra 0-100? Med Ruslands invasion af Ukraine lød startskuddet til den største energikrise i godt og vel 50 år. Og 2022 skulle vise sig at blive den perfekte storm for energisektoren. I orkanens øje stod Energistyrelsen med myndighedsansvaret for Danmarks beredskab og forsyningssikkerhed for gas-, olie- og elforsyning. Tre grundsten var, og er stadig, helt essentielle for krisestyringen: et velfunderet beredskab, scenariebaseret dialog med branchen og konkrete spareråd kommunikeret direkte til danskerne.

Elforsyningssikkerheden i Danmark er i dag godt 99,99 procent. Det svarer til, at en gennemsnitlig forbruger over en årrække ikke har el i omkring 20 minutter om året. Det gælder også for de andre energiforsyningssystemer, hvor forsyningssikkerheden også er høj. Langt de fleste afbrydelser af energiforsyningen skyldes overgravninger eller andre tekniske nedbrud af det lokale net¹. Vores energisystem inkluderer i øvrigt flere energikilder som vind, sol, biogas, biomasse, gas, kul, olie. Det har givet os en høj forsyningssikkerhed. Men for lidt over et år siden blev der vendt op og ned på vores opfattelse af energiforsyning på tværs af energikilder.

Med Ruslands invasion af Ukraine lød startskuddet til det, der skulle blive den største energikrise i godt og vel 50 år. Gasforsyningen i Europa blev presset til hidtil usete niveauer, energipriserne tog himmelflugt, og pludselig var forsyningssikkerhed og kritisk infrastruktur på alles læber.

Populært sagt vokser store fremskridt ud af store kriser. I slipstrømmen af 1800'tallets koleraepidemi fik københavnernes kloakering, og af energikrisen i 1970'erne udsprang den danske tilgang til energiplanlægning, som har ført til globale styrkepositioner i dag. Men når en krise skal håndteres nu og her, er der ikke *nødvendigvis* tid til at gøre nyt. I stedet griber man fat i de redskaber, man allerede har i værktøjskassen – og bruger dem flittigt.

Det gjorde vi også i Energistyrelsen, der er udpeget som sektoransvarlig myndighed til at planlægge håndtering af større nationale energiforsyningskriser.



MARTIN HANSEN

Vicedirektør i
Energistyrelsen

Konkret blev der i slutningen af februar 2022 blandt andet:

- nedsat en krisestab på tværs af Energistyrelsen
- udarbejdet mulige scenarier for forsyning af gas, olie, træpiller og el, i takt med at krisen eskalerede
- etableret løbende koordination med branchen
- skruet op for kommunikation til befolkningen.

Ovenstående er selv sagt ikke en udtømmende liste over tiltag, men til sammen er de væsentlige initiativer fra Energistyrelsens side, som bidrog til, at Danmark kom gennem vinteren uden at afbryde for el- og gasforsyningen. I de følgende afsnit vil jeg forsøge at sætte ord på hvorfor og hvordan.

Det danske sektorprincip: Den myndighed, der har ansvaret til daglig, har også ansvaret i krisen

Af beredskabslovens §24 fremgår det at ”*de enkelte ministre skal hver inden for deres område planlægge for opretholdelse og videreførelse af samfundets funktioner i tilfælde af ulykker og katastrofe*”².

På el- og gasområdet er dette ført videre via nationale beredskabsplaner, som Energistyrelsen laver, og sektorberedskabsplaner, som Energinet udarbejder. Til sammen udgør disse planer store dele af det fundament, som resten af beredskabet i energisektoren bygger på.

Overordnet set tegner planerne linjerne for, hvordan beredskabet skal bygges op. Derfra er det op til de enkelte virksomheder at sikre, at de kan efterleve deres rolle i planen og overholde gældende regulering på området. Kernen her er tæt samarbejde, sparring og koordinering, mellem relevante myndigheder på området, branchen og informationstjenesterne. Det gælder uanset, om der er krise eller ej.

I Danmark har vi en energisektor, som i mange år har arbejdet med at forbedre beredskabet, og som lever op til gældende regulering. Det er en væsentlig faktor i krisestyringen, at styrelsen inviterer til og har en konstruktiv dialog og sparring med sektoren. Det har det seneste år været et godt eksempel på. Og det veletablerede samarbejde på tværs af myndigheder og branchen, som er udviklet gennem årtier, har gavnet forsyningsikkerheden.

Beredskabsarbejdet har desuden længe været en topprioritet i Energistyrelsen. I Center for beredskab arbejdede der således allerede ca. 35 medarbejdere, hvor ny regulering og implementering af EU-direktiverne NIS2 og CER, som stiller krav til henholdsvis cybersikkerhed og fysisk sikkerhed for kritisk infrastruktur, var i støbeskeen, inden Rusland gik ind i Ukraine.

Derudover udvikler Energistyrelsen en række risiko- og sårbarhedsscenarier, som selskaberne i sektoren laver analyser på baggrund af, også kendt som

ROS. Scenarierne udvikles med udgangspunkt i kendte risici, og hvad forestillingsevnen rækker til for at imødegå kriser og eskalering af kriser. ROS-scenarierne udvikler sig løbende i takt med ændringen af trusselsbilledet, samt tilbagemeldinger og læring fra el- og gassektoren.³ Selskabernes tilbagemelding på analyserne af scenarierne danner baggrund for Energistyrelsen vurdering af situationen. Metoden blev blandt andet anvendt under COVID-19, hvor f.eks. mulige restriktioner på rejseaktivitet blev vurderet på tværs af energisektoren. Og der er sket meget siden, de første scenarier blev lavet i 2005.

Situationen omkring Ruslands invasion af Ukraine satte allerede tidligt fokus på den fysiske sikkerhed i energisektoren. På den baggrund foretog Energistyrelsen desuden konkrete justeringer i sektorberedskabsniveauet, som iværksatte en række tiltag i sektoren. Vurderingen skete blandt andet på baggrund af trusselsvurderingen mod sektoren, indberettede hændelser i sektoren og handlingsprincippet. Justeringerne forløb i 2022 som følgende:

- 24. februar 2022 hæves sektorberedskabsniveauet til GRØN i elsektoren og GUL i gassektoren.
- 27. september 2022 hæves sektorberedskabsniveauet til ORANGE i el- og gassektoren.
- 31. oktober 2022 sænkes beredskabsniveauet til GUL i el- og gassektoren.
- 21. december 2022 sænkes beredskabsniveauet til GRØN i el- og gassektoren.

Scenariebaseret krisestyring og kommunikation

Danmark skal som følge af EU's forordning for forsyningsikkerhed udarbejde og vedligeholde en nødforsyningsplan for gas, som kan anvendes, hvis der opstår knaphed. Men i en alvorlig forsyningskrise er der ingen garanti for forsyning. Inden krigen leverede Rusland ca. 40 procent af den gas, som blev anvendt i EU, og Danmark var 100 procent afhængig af import fra Tyskland, så allerede i slutningen af februar 2022 stod det klart, at der var en øget risiko for gasmangel. Blandt andet derfor blev der igangsat udarbejdelse af forskellige scenarier for forsyning for konkret at kunne forberede særligt virksomheder og offentlige myndigheder på eventuel gasmangel.

I takt med at krisen greb om sig og spredte sig til forskellige energikilder, rullede processen med scenariearbejdet over tid fra gas til olie og el. Og netop fordi energiområdet er en del af den kritiske infrastruktur og har væsentlig betydning for de fleste øvrige samfundssektorer, omfattede scenariearbejdet ikke kun energisektoren, men hele samfundet. Scenarierne dannede grundlag for, hvilke anbefalinger der blev givet, hvilke tiltag der blev iværksat, og hvilken linje der blev kommunikeret.

I de første 18 uger af 2022 udgjorde russisk gas ca. 25 procent af EU's gasforbrug, hvor det til sammenligning i dag udgør 6-8 procent. I løbet af de første måneder efter invasionen reducerede Rusland mængden af gas, der blev leve-

ret via Nord Stream 1 til Tyskland, med 60 procent, og i juni tog Energistyrelsen konsekvensen heraf og erklærede ”Early Warning”. Stadiet er et af tre kriseniveauer, som er en del af et fælles EU-regelsæt for, hvordan en gaskrise skal håndteres. ”Early Warning”, som er et signal til aktørerne på gasmarkedet om at forberede sig på, at der kan komme en egentlig forsyningskrise, er det laveste kriseniveau og efterfølges af ”Alert” og ”Emergency”⁴.

Den konkrete situation blev for alvor en øjenåbner flere steder i det danske samfund, hvor vi er vant til høj forsyningsikkerhed. Og der kom stor opmærksomhed på, at paratheden for strøm- og gasafbrydelser ikke alle steder i samfundet var lige høj.

Rusland var før krigen ikke kun en stor leverandør af gas til EU, men også af olie, kul og biomasse. Især fordi gas bruges som brændsel i elsektoren, bredte krisen sig til alle energisystemer. I begyndelsen af efteråret 2022 var det klart, at Danmark kunne risikere at stå i en situation, hvor strømproduktionen ikke ville matche forbruget. Hvis vinteren blev kold og vindstille, kunne det i yderste konsekvens blive nødvendigt at lave såkaldte ”brownouts”, som er kontrollerede strømafbrydelser af op til to timers varighed i afgrænsede, geografiske områder. Heldigvis blev vinteren mild, og forbrugerne var gode til at reducere deres energiforbrug.

Budskabet fra Energistyrelsen var klart: Spar på energien!

Danskernes spareiver

I takt med at energikrisen eskalerede, tog danskernes krisebevidsthed og sparevaner til i løbet af 2022. Det gav nede energiforsyningen – og gør det stadig.

Energistyrelsen satte allerede i sommeren 2022 gang i en kampagne, som søgte at klæde danskerne på til vinteren. Kampagnen trak på SparEnergi.dk og en andre række tiltag, som allerede kørte i Energistyrelsen. Med allerede etablerede kommunikationskanaler og koncepter, som det var muligt hurtigt at justere og aktivere, blev der for alvor sat strøm til den direkte kommunikation med danskerne og delt helt konkrete spareråd fra Energistyrelsens eksperter.

Om det var de høje priser, mediernes dækning af krisen eller de store kampagner, som blev sat i værk både fra elselskaberne og Energistyrelsens side, det er svært at give et entydigt svar på. Men måske bidrager de forskellige elementer i virkeligheden til at skabe det fulde billede. Resultaterne er i hvert fald til at tage og føle på.

I februar 2023 viste Energistyrelsens seneste forbrugsoverblik, at reduktionen af el- og gasforbruget var større i anden halvdel af 2022. Konkret blev gasforbruget reduceret med 19 procent i forhold til det normale, mens elforbruget blev reduceret med seks procent i forhold til det normale⁵.

Den samlede reduktion i gasforbrug blev særligt drevet af konvertering væk fra gas i produktionserhvervene. Men husholdninger, kontorer og butikker havde også en væsentlig reduktion i deres gasforbrug på op imod 20 procent. Det svarer til over en tredjedel af den samlede reduktion i gasforbruget i 2022. Reduktionen i elforbruget blev drevet af husholdningerne, der har været gode til at spare på strømmen.

Energikrisen er ikke forbi

Der hersker ingen tvivl om, at scenariet, vi så ind i denne vinter, var alvorligt. Nu er sommeren over os, og de høje temperaturer denne sommer fører til stort elforbrug til køling af bygninger, særligt i Sydeuropa. Og netop derfor er det et godt tidspunkt at understrege, at energikrisen ikke er forbi. Sidste efterår så vi imod en potentiel alvorlig forsyningssituation for vinteren – og det kan vi potentielt gøre igen.

Der er stadig risiko for mangel på el, gas og olie, hvor udviklingen følges tæt. Ifølge både EU og International Energy Agency (IEA) må det forventes, at importen af russisk gas helt kan ophøre i løbet af 2023. Og vi kan godt klare os uden, men det bliver ikke nødvendigvis lige så ubesværet at få gas andre steder fra, som det var denne vinter, hvor Kinas gasimport til industrien var begrænset på grund af COVID-19. Ligeledes afhænger forsyningssituationen blandt andet af vejret, herunder temperatur, nedbør og lange vindstille perioder.

Derfor er arbejdshandskerne i Energistyrelsens maskinrum heller ikke taget af. Redskaberne i værktøjskassen er stadig flittigt i brug – både når det kommer til scenearbejde, koordination med branchen og kommunikation til borgerne. For hvis der er noget, det seneste år har lært os, så er det, at vi ikke kan løse energikrisen alene. Nøglen ligger i det gode beredskab, dialog og samarbejdet på mikro- og makroniveau – lokalt såvel som regionalt. Det batter noget, når vi allesammen sparer på energien. Og hvis vi både i Danmark og EU holder fast i de gode sparevaner, så kommer vi også godt gennem den næste vinter.

Noter

1. <https://ens.dk/ansvarsomraader/el/elforsyningssikkerhed>
2. <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2009/660>
3. <https://ens.dk/ansvarsomraader/beredskab/beredskabsarbejdet-afgraenset-efter-risici-og-saarbarheder>
4. <https://ens.dk/presse/energistyrelsen-erklarer-early-warning>
5. Det normale forbrug tager udgangspunkt i Klimastatus og fremskrivning 2022, hvilket er forbrugsforventningen ved indgangen til 2022, dvs. før energikrisen. Gasforbruget er desuden korrigeret for udsving i temperaturen, således at faktisk og normalt forbrug er mere sammenlignelige.

Da energipolitik blev sikkerhedspolitik

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

Danmark har i årevis været selvforsynende med olie og gas. Derfor var international storpolitik på gasområdet aldrig et spørgsmål om forsyning for Danmark. Vi var tilbagelæned, da Nord Stream-ledninger og Baltic Pipe var på tapetet og skulle forhandles. Men med Ruslands invasion af Ukraine blev energipolitik sikkerhedspolitik – også i Danmark. Denne artikel analyserer Danmarks bevægelse fra udenforstående til sanktions- fortalere i Østersøregionen og Europa.

I kølvandet på Ruslands invasion af Ukraine er det blevet tydeligt, at energi- og sikkerhedspolitik hænger sammen. I Danmark er vi vant til at være selvforsynende med olie og gas, og derfor har vi ikke tidligere betragtet energiforsyning som en del af vores sikkerhedspolitik. Dette blev tydeligt i forhandlingerne om Nord Stream-ledningerne og Baltic Pipe og senest i forhold til krigen i Ukraine. Det er ikke kun i Danmark, vi har manglet bevidsthed om sammenhængen mellem energi og magt/sikkerhed. Landene i Europa har været meget splittede i spørgsmålet om forholdet mellem energiforsyning og sikkerhedspolitik.

Vores nuværende energisituation, hvor vi i Europa gerne vil være uafhængige af russisk gas og samtidig vil fremme den grønne omstilling, er et resultat af, hvordan vi i Europa og i Danmark har betragtet energi siden den kolde krig. Nedenfor præsenteres derfor først en historisk analyse af begivenhederne set i lyset af vores nuværende energikrise, efterfulgt af en nærmere beskrivelse af de udfordringer, vi står overfor i forbindelse med energi- og sikkerhedspolitik. Til sidst præsenteres nogle af de punkter, vi skal være opmærksomme på fremover.

Den kolde krig og energi som magt

Krigen i Ukraine har afsløret sårbarhederne ved Europas afhængighed af russisk energi, men det er ikke første gang i historien, at energi er blevet set som en form for magt. Når man ser tilbage i litteraturen, har faktorer som befolkningsstørrelse, våbenteknologi, territoriets størrelse og naturressourcer typisk været afgørende for at bestemme en stats internationale magt (Morgenthau, 1949; Organski, 1958; se også Kissinger, 1974). Det omfang af naturressour-



**TRINE VILLUMSEN
BERLING**

Seniorforsker,
Dansk Institut for
Internationale studier

cer, herunder tilgængelig energi, som en stat besidder, har således historisk set spillet en vigtig rolle som magtfaktor.

Efter den kolde krig betragtede Vesteuropa magtpolitik som et overstået kapitel. Det, der vandt ved krigens afslutning, var demokratiet og menneskerettighederne, og dette skete gennem en transformation af hele det internationale miljø. Man troede, at det gamle syn på magtpolitikken ikke længere var nødvendigt, og at landene gennem flere og flere samhandelsaftaler ville være sikret og leve i fred. Den gamle lærdom, om hvad der skabte magt, blev ikke længere betragtet som relevant. Denne tankegang fungerede fint, så længe begge parter var enige om, hvad vej man skulle. Men mange østeuropæiske lande var uenige i analysen. De havde opbygget erfaring med problemerne ved at være afhængige af energi fra et andet land med stormagtsambitioner. Dette dannede baggrunden for to meget forskellige opfattelser af sammenhængen mellem energiforsyning og sikkerhedspolitik, og der opstod en form for *energikile* mellem de europæiske lande.

Gazprom blev etableret efter den kolde krig og har stået for al eksport af gas til udlandet, herunder til de tidligere sovjet-stater, som allerede var bundet til Rusland via infrastruktur til transport af energi, såsom rørledninger. Det gjorde det vanskeligt for dem at frigøre sig fuldstændigt fra Rusland. Det har været en afgørende faktor for de lande, der erklærede sig politisk uafhængige, men reelt set var afhængige af russisk energi. Det siges, at det er svært at ændre "hearts and minds" efter en krig, men det er også yderst vanskeligt at ændre på afhængighed af energi. Hvis man kontrollerer energi og energiforsyning, har man automatisk en enorm kontrol. Efter den kolde krig var Rusland ikke med på de vesteuropæiske forestillinger om, at det internationale miljø nu byggede på samhandel og demokrati, og de begyndte at bruge – eller måske nærmere fortsatte med at bruge – gamle strategier for magtudøvelse. De har dermed – lige under vores næser – benyttet sig af den magt, de har gennem energiforsyning, uden at vi rigtigt har indset det i Vesteuropa.

Et eksempel på, hvordan energi er blevet brugt som pressionsmiddel, var da Rusland lukkede for gastransit gennem Ukraine i 2006. Rusland erklærede åbent på stats-tv, at lukningen var med vilje og ikke skyldtes en teknisk fejl. Konsekvenserne af energiforsyningens afbrydelse kunne mærkes langt ind i Europa, helt ned til lande som Italien. Men det sad ikke fast som en generel læring i størstedelen af Europa. I Østeuropa har man derimod opnået en erfaring med, at energi ikke blot er en politisk uafhængig handelsvare, men et politisk pressionsmiddel – og måske ligefrem et våben. Flere østeuropæiske lande, især Litauen og Polen, har i både EU- og NATO-sammenhæng forsøgt at skabe opmærksomhed omkring denne problematik.

Vigtige årstal:

2005	Gerhard Schröder bliver bestyrelsesformand i Nord Stream AG under Gazprom
2008	Rusland går ind i Georgien
2009	Danmark siger ja til den første Nord Stream-forbindelse
2014	Rusland besætter Krimhalvøen og dele af Østukraine
2015	Oprettelse af EU's energiunion
2017	Energistyrelsen modtager en ansøgning om opførelse af Nord Stream 2
2018	Der etableres en ny grænse i Østersøen mellem Danmark og Polen
2019	Danmark godkender Nord Stream 2
2022	Rusland invaderer Ukraine Danmark rykker energi op i den sikkerhedspolitiske top tre

Vesteuropa har enten ikke rigtig forstået eller har nedtonet dette under den antagelse, at på sigt ville Rusland blive et fredeligt, ”normalt” land ved, at vi bandt os til hinanden gennem handelsaftaler. Tyskland har været en af de fremmeste fortalere for denne linje.

At de østeuropæiske lande ret hurtigt blev en del af det europæiske sikkerhedssamarbejde efter den kolde krig, gør det interessant, at der har været denne *energikile* – defineret som en grundlæggende uenighed om, hvordan energiforsyning og sikkerhedspolitik hænger sammen. Den har ligget latent under det vestlige samarbejde i årtier uden at blive ordentligt anerkendt (for en analyse af udviklingen i landene omkring Østersøen se Slakaityte, Surwillo og Berling, 2022).

Nord Stream 1

I Danmark har vi en lidt unik situation, hvor vi fra 1990'erne og frem til 2019, hvor Tyrafeltet blev sendt til reparation, stort set var selvforsynende med energi. Energipolitikken havde fokus på grønne idealer, klimaomstilling og brugen af naturgas som energikilde i en overgangsperiode. International sikkerhed omkring energiforsyning har ikke været på dagsordenen før for nyligt.

Danmark var meget imødekommende, da Tysklands tidligere kansler, Gerhard Schröder, i 2005 bliver bestyrelsesformand for Gazproms Nord Stream-projekt og anmodede om at få lov til at etablere den første Nord Stream-rørledning (herefter kaldet NS1) i Østersøen. NS1 blev i det store hele godkendt uden at vække særlig opsigt. Nord Stream-konsortiet foreslog, at NS1 skulle følge en rute gennem de berørte kystlandes eksklusive økonomiske zoner. Den eksklusive økonomiske zone (EØZ) reguleres af den internationale havret og defineres således: ”Uden for søterritoriet kan kyststaten oprette en eksklusiv økonomisk zone. I denne zone har kyststaten eksklusiv ret til efterforskning og udnyttelse af de naturlige ressourcer i havet samt på havbunden og dens undergrund samt til enhver anden økonomisk udnyttelse. Kyststaten kan også håndhæve miljøjurisdiktion i zonen. Den eksklusive økonomiske zone kan

maksimalt udstrækkes til 200 sømil (ca. 370 km).” (<https://um.dk/udenrigs-politik/folkeretten/folkeretten-a/havret>).

På grund af placeringen i EØZ havde ingen af landene reelt mulighed for at sige nej til etableringen.

Figur 1: NS1 endelig rute og NS2 foreslået rute 2017 i Østersøen



Kilde: Billede efter ukendt forfatter, licenseret under CC BY-NC-ND

Det eneste land, der havde mulighed for at protestere, var Danmark, fordi der på det tidspunkt ikke var en veldefineret grænse mellem Danmark og Polen i farvandet syd for Bornholm (i figur 1 er der i stedet for en egentlig eksklusiv zone indtegnet en "Midline"). Da anmodningen om at etablere NS1 kom, kunne Danmark ikke give et klart svar på deres foreslåede rute, da vi ikke vidste, hvilke områder Danmark havde bemyndigelse til at give tilladelse til at bygge i. Dette blev anset som et stort problem på det tidspunkt, da projektet var en milliardinvestering, og Tyskland stod overfor at mangle energi. Behovet for en overgang fra kul til naturgas som led i den grønne omstilling og et politisk ønske om at udfase kernekraft havde skabt et hul i energiregnskabet i Tyskland. Det skulle den russiske naturgas lukke. Den daværende statsminister, Lars Løkke Rasmussen, fik derfor idéen om at lægge rørledningen i dansk søterritorium i stedet. Med denne kreative løsning kunne Danmark give tilladelse, og NS1 blev hurtigt godkendt uden større debat.

Danmark sagde ja til NS1 i 2009. På trods af at Rusland i 2008 besatte dele af Georgien, havde vi ikke en fornemmelse af det sikkerhedspolitiske aspekt

af, at russisk gas skulle transporteres gennem farvandet lige ud for Danmark. Ruslands ageren i Georgien kan i dag ses som et af de første spæde tegn på, at Rusland stadig var i gang med en magtkamp, selvom den kolde krig var afsluttet. Rusland ønskede ikke at acceptere den rolle, Vesten tilbød Rusland efter den kolde krigs afslutning.

Nord Stream 2

Fra NS1 og fremefter begynder tingene for alvor at skride, og den russiske besættelse af Krimhalvøen og Østukraine fik Vesteuropa til at indse, at der foregik noget i Rusland, som ikke var som det burde være. Alligevel fastholdt især Tyskland en stor tro på, at hvis vi fortsætter med at binde Rusland ind i handelsaftaler, så udgør det også en form for sikkerhedspolitik. Mange lande i Østeuropa var stadig uenige i, at det var den rigtige strategi, men det var ikke nok til at udløse en samlet europæisk reaktion.

EU's politik for energiforsyning er, at medlemslandene selv må bestemme, hvordan de får deres energi, og der er ikke nogen regler omkring en fælles energiinfrastruktur. Der har ikke været en samlet energidagsorden på samme måde, som i nogle år har været på klima-området. I 2015 blev EU's energiunion dog oprettet på initiativ fra Polen. Det var først her, at man virkelig begyndte at sætte fokus på fælles energiinfrastruktur i Europa. Polen argumenterede for energiunionen på baggrund af den store afhængighed af russisk fossil energi i Europa. Det var dog ikke det, der lå til grund for Europas fælles dagsorden for oprettelsen af energiunionen. Det handlede mere om forsyningssikkerhed generelt – man kunne nemlig godt se, at vi var ved at blive alt for afhængige af én enkelt energileverandør. Med energiunionen forsøgte man at etablere ny energiinfrastruktur og tage skridt til at synkronisere særligt den baltiske energiinfrastruktur med den kontinental-europæiske. Baltikum er stadig en del af det belarusisk-russiske elsystem BRELL, men der arbejdes på at koble dem på Europa snart. Før krigen var planen udgangen af 2025. På grund af krigen i Ukraine bliver denne proces nok fremskyndet, ligesom Ukraine og Moldova meget hurtigt blev rykket over på det kontinentale system, da krigen brød ud.

På trods af oprettelsen af energiunionen og af det *wakeup-call*, som annekteringen af Krimhalvøen medførte, blev planlægningen af Nord Stream 2 igangsat. Energistyrelsen modtog en ansøgning til Nord Stream 2 i 2017 (herafter kaldet NS2). Ansøgningen gik på at fordoble mængden af gas gennem Østersøen fra Rusland til Europa med et nyt rørsystem, der skulle passere direkte gennem dansk søterritorium – igen. Flere politiske partier i Danmark begyndte at udtrykke modstand mod NS2, og både Socialdemokratiet og de Radikale var bekymrede for at godkende en rørledning til russisk gas på baggrund af annekteringen af Krim. Da Danmark modtog ansøgningen til NS2, var gode råd derfor dyre. Ansøgningen gennem territorialfarvandet syntes at udgøre en trumf: her måtte Danmark kunne sætte sin fod ned og sige nej. Men

det viste sig, at Danmarks kontinentalsokkelovgivning på det tidspunkt ikke tillod at inddrage sikkerheds- og udenrigspolitiske hensyn i vurderingen af ansøgninger om etablering af rørledninger i søterritoriet. Det betød, at vores lovgivning hindrede os i at afvise ansøgningen om rørføringen til projektet pga. sikkerhedshensyn. Det huede ikke vores store allierede USA, som var stærkt imod projektet og uofficielt bad Danmark om at afvise ansøgningen. Danmark stod derfor meget alene med beslutningen – i et spændingsfelt mellem USA og Rusland – og havde samtidig ikke mulighed for at afvise ansøgningen, på grund af gældende lovgivning.

Løsningen blev at indstille til en generel lovændring af kontinentalsokkelovgivningen. Det blev vedtaget, og herefter blev det muligt at inddrage udenrigs- og sikkerhedspolitiske overvejelser ved vurderingen af generelle rørledningsprojekter i dansk søterritorium – også for ”endnu ikke afgjorte sager”. Læs: for NS2. Da dette skete, flyttede ansøgningen om NS2 fra energiministerens til udenrigsministerens bord, og alle tidsfrister vedrørende behandling af ansøgning blev suspenderet med henvisning til, at man vurderede de sikkerheds- og udenrigspolitiske konsekvenser af projektet.

Der var politisk set en interesse i at forsinke processen i Danmark, da man på den måde kunne holde USA tilfreds og få tid til at afvente retningslinjer fra EU. Men der var uenighed i EU. Tyskland ville gerne have, at vi gav tilladelse til at opføre rørledningen, da de gerne ville modtage mere gas fra Rusland til at løse et forsyningsikkerhedsproblem. De Østeuropæiske lande var lodret imod af geopolitiske årsager – og USA bakkede dem op. En halv løsning kom først i 2019 med et ændret gasdirektiv, der lagde nye regler ned over projekter, hvor energien kommer fra tredjelande. ”Ih hvor vi buldrer”, syntes det at lyde fra EU’s korridorer, men løsningen fik ikke Danmark ud af den sikkerhedspolitiske katterpine.

I sidste ende fandt Danmark, igen med Lars Løkke Rasmussen som statsminister – her et årti efter den første beslutning vedrørende Nord Stream – en løsning på problemet, og vi endte med at finde en løsning, der i sidste ende medførte en tilladelse til opførelsen af NS2. Men først forhalede vi sagen yderligere. Det skete ved, at vi gennem en kraftpræstation af internationalt diplomati løste grænsediskussionen med Polen om, hvor grænsen i farvandet ud for Bornholm skulle placeres. Polen havde nemlig en kontrakt med Gazprom, som udløb i 2022. De ønskede at rive sig løs af gasafhængighed, og havde indgået aftale med Norge om at levere gas til dem gennem en ny rørledning: Baltic Pipe. Men hvis norsk gas skal til Polen, ligger Danmark i vejen. Rørledningen skulle altså løbe gennem dansk farvand. Lars Løkke Rasmussen brugte dette til at løse grænsestriden mellem Polen og Danmark. Hvis I vil have Baltic Pipe, vil vi have grænsestriden løst. Og resultatet blev, at vi fik over 80% af det område, der var overlappende krav på. I en situation, hvor Polen forsøgte at blive uafhængig af russisk gas, udnyttede Danmark altså situationen. Man kan næsten sige, at vi brugte energivåbnet imod Polen – nok uden helt at

erkende det. I lyset af den seneste udvikling i Ukraine virker denne situation helt absurd.

Danmark endte med at bede NS2 om at ændre placeringen af rørledningen, så den i stedet ville komme til at befinde sig i den nye EØZ, som vi efter forhandlingerne med Polen lige havde fået etableret. Som før nævnt gælder der andre regler, når rørledningen befinder sig der: Her er der større frihed til at bygge, og det er vanskeligt for andre lande at modsætte sig det. Dette betød også, at Danmark fik skubbet rørledningerne lidt længere væk fra os selv og ind i et område omfattet af internationale regler og internationalt diplomati i stedet for af dansk lovgivning. Samtidig fik vi dygtigt forhalet processen omkring opførelsen af NS2. NS2-konsortiet var meget vrede over Danmarks behandling af ansøgningen, men de indgav alligevel en ny ansøgning i det nye område.

Hele processen omkring NS2 er usædvanlig. Det er meget uklogt for et lille land som Danmark at skille sig ud og stå så alene overfor stormagter som Rusland og USA. Men ikke desto mindre var det det, Danmark gjorde fra 2017 til den endelige godkendelse af NS2's nye linjeføring i december 2019. Vi var sandsynligvis hjulpet godt på vej af en insisterende stormagt (USA). Men trods denne erfaring blev energiforsyning stadig ikke betragtet som sikkerhedspolitik i Danmark, da Rusland invaderede Ukraine.

Det er altså tydeligt, at der er meget som Europa, og specielt Vesteuropa, først meget sent har forstået omkring det sikkerhedspolitiske aspekt af energiforsyning. På trods af flere tegn undervejs, og advarsler fra flere lande i Østeuropa, har det været en sen erkendelse i Vesteuropa. Også i Danmark har der været en udvikling, hvor vi gik fra at være dem, der fandt på en smart løsning, der førte til opførelsen af NS1, hen over en ubehagelig proces for en småstat, der måtte skille sig ud fra mængden i forhandlingerne om NS2 pga. stormagtsindblanding, til at vi nu har indset, at vi, på trods af at vi ikke selv normalt modtager russisk gas direkte, er meget afhængige af det europæiske energimarked, og at energiforsyning og sikkerhedspolitik er tæt forbundne.

Udfordringer for vores sikkerhed

Da Rusland gik ind i Ukraine i 2022, var NS2 faktisk stadig ikke blevet godkendt. Det skyldtes tilsyneladende en fodfejl i NS2-konsortiet, der havde lavet ansøgningen. Man havde ikke opfyldt de nye EU-regler om projekter fra tredjelande godt nok, og Tyskland havde derfor været nødt til at afvise projektet. I kølvandet på Ruslands invasion af Ukraine kom der endelig en forståelse for, at de 40% af Europas gasforsyning, der kom fra Rusland, udgjorde et stort sikkerhedsmæssigt problem. Mange af transitlinjerne, der transporterer gassen fra Rusland til Europa, går gennem Ukraine. Dvs. at pludselig var store dele af den europæiske gasimport afhængig af, at rørene gennem Ukraine ikke blev ramt i forbindelse med krigen. Den europæiske uenighed om sammenhængen mellem energi- og sikkerhedspolitik har fra starten gjort det vanskeligt at indføre sanktioner mod Rusland vedrørende energi. Derfor er dette område

også et af de sidste, der er blevet sanktioneret – på trods af at Rusland har tjent enorme summer på at sælge energi til Europa under hele invasionen. Tyskland var især i klemme, da ca. 75% af deres gas kom fra Rusland, da krigen startede. Så da Tysklands kansler, Olaf Scholz, godt hjulpet på vej af Joe Biden, to dage før krigen startede, valgte at trække NS2-ansøgningen ud af den tyske godkendelsesproces, var han godt klar over, at det ville blive svært for Tyskland, og at Rusland kunne reagere voldsomt. At man måske potentielt ville afbryde gasforsyningen gennem NS1. Dette ville ramme de tyske forbrugere hårdt, da ca. 50% af husstandene opvarmes af naturgas. Alvoren havde i sandhed ramt Europa og energiforsyningen hårdt.

I Danmark skete der også meget hurtigt en ændring i synet på energiforsyning og sikkerhedspolitik. Mette Frederiksen var statsminister, da Rusland gik ind i Ukraine. Kort efter invasionen blev et flertal i Folketinget enige om et nyt nationalt kompromis, der pegede på russisk gas som et problem og anerkendte energipolitikken som en del af sikkerhedspolitikken. Energipolitik blev faktisk rykket helt op i top-3 af sikkerhedspolitiske hensyn. Så det har været en stejl læringskurve for Danmark, på trods af at vi flere gange har siddet i saksen – først med en kreativ løsning på NS1, derefter med forhalingen af NS2, efterfulgt af krigen i Ukraine.

Selvom Danmark i lang tid har været næsten selvforsynende med energi, var det ikke den situation, vi stod i, da krigen i Ukraine brød ud. Det skyldes, at vi i 2019 sendte Danmarks største naturgas-plattform i Tyrafeltet til Fjernøsten for at blive repareret. Derfor modtog vi på det tidspunkt omkring 50% af vores energiforsyning fra Tyskland og størstedelen heraf gennem NS1 i Østersøen. Da Rusland så kom på at ændre betalingsreglerne for gassen, så de kun ville modtage betaling i rubler, var også Danmark sat i en knibe. Ville man acceptere et krav fra et land, der ulovligt havde invaderet et andet? I Danmark blev det i sidste ende Ørsted, der tog den sikkerhedspolitiske beslutning om ikke at ville betale i rubler. Men også resten af Europa sagde løbende nej til at betale med rubler i 2022, og der blev gradvist lukket ned for den russiske gastilførsel til de europæiske lande.

Det er blevet tydeligt, at beslutningerne om energiinfrastruktur i Danmark historisk ofte er blevet taget af eksperter eller interessenter. Ansøgningen om anlæggelse af Nord Stream-rørledningerne kom til at handle om havbunden, skibstrafik og miljøhensyn, som f.eks. rådgivende ingeniører i Rambøll skulle undersøge. Spørgsmålet om, hvorvidt rørledningerne kunne løbe gennem Østersøen, kom til at handle om juridisk placering af landegrænser. Og i sidste ende var det som før nævnt Ørsted, der traf beslutningen om ikke at betale i rubler, hvilket resulterede i lukningen af forsyningen af russisk gas til Danmark. Vi har dermed på lange stræk uddelegeret de sikkerhedspolitiske beslutninger vedrørende energi til forskellige ekspertgrupper, og det har været deres vurderinger og beslutninger, der har formet den situation, vi står i nu. Det er på tide at tage den sikkerhedspolitiske autoritet tilbage.

Hvad betyder det for fremtiden?

Vi har nu set, at Rusland bruger energi som et våben. Det er noget, vi skal begynde at overveje i forhold til vores fremtidige energiprojekter, herunder placeringen af havvindmøller og energiøer. Når vi træffer beslutninger om placeringen af disse energiprojekter, har det primært været baseret på ingeniørfaglige vurderinger af, hvor det konstruktionsmæssigt og økonomisk vil være mest hensigtsmæssigt at placere dem – nemlig hvor der er store havarealer og let adgang til at transportere strømmen til transformatorstationer eller til lands. Men læren efter Ukraine-krigen – og særligt sabotagen mod Nord Stream-ledningerne – bør være, at sikkerhedspolitiske hensyn bliver styrende. Når man planlægger for eksempel Energiø Bornholm, bør man tage højde for, hvordan de forskellige komponenter i projektet bliver placeret i forhold til den eksklusive økonomiske zone, søterritoriet osv. Dette er vigtigt, fordi vi med sabotagen af Nord Stream har set, at sabotage med større sandsynlighed kan ske i den eksklusive økonomiske zone, hvor den danske lovgivning ikke gælder. Sabotagen kunne have været udført hvor som helst på rørledningen – også i dansk territorialfarvand – men den blev udført netop der, hvor det ikke krænker et bestemt lands territorium. Så selv hvis vi havde beviser for, at det var et specifikt land, der stod bag udførelsen af sabotagen, ville det være vanskeligt for os at reagere på det. Hvis sabotagen i stedet havde været udført på det stræk, vi selv inviterede ind i søterritoriet syd for Dueodde, havde det været en helt anden situation: Ville det have talt som et angreb på et NATO-land? Det havde rejst en helt anderledes diskussion. Når der sprænges ude i den eksklusive økonomiske zone, bevæger vi os ind i en gråzone, der er karakteristisk for hybridkrig, hvor det er svært at definere, om det faktisk er en krigshandling. Vi er derfor nødt til at tage denne krigsførelsesmetode i betragtning, når vi overvejer, hvor vi skal placere havvindmøller, og hvordan vi skal føre kabler fra Energiø Bornholm til Tyskland. Vi er nødt til at overveje, hvordan vores energiinfrastruktur placeres i forhold til de forskellige landes territorier, og hvem der har ansvaret for at overvåge disse områder. Vi kan ikke patruljere i alle områder, hvor vi fører rørledninger, men vi kan forvente, at angrebene vil finde sted ved nogle af de kritiske punkter. Og samtidig er læren fra Nord Stream-sabotagen, at det vil ske på kritiske tidspunkter. Spektakulære tidspunkter. Husk på, at nyheden om sprængningerne af Nord Stream ramte nyhedsfladen, samtidig med at Mette Frederiksen var i Polen for at åbne Baltic Pipe. Netop den rørledning, alle var så glade for i lyset af krigen, fordi den ville mindske Europas afhængighed af russisk gas. Derfor er det væsentligt også at være opmærksom på sådanne store begivenheder. Kunne det være åbningen af Energiø Bornholm? Eller genstarten af Tyrafeltet til vinter? Vi bør i hvert fald overveje muligheden og forsøge at beskytte os imod, at det sker. Det, vi kan lære af denne situation, er, at vi skal overveje, hvor vi bygger, især når det gælder kritiske punkter i energiinfrastrukturen. De områder, der skal beskyttes mest, bør så vidt muligt placeres inden for søterritoriet og ikke den eksklusive økonomiske zone, hvor internationale regler og internationalt diplomati gælder, og hvor sanktioner er svære at gennemføre. Samtidig skal vi forstå, at sabotagen ikke bare handler om energiforsyning. Den handler

lige så meget om at ramme på et tidspunkt, hvor vi fejrer en ny sejr i energipolitikken, men i stedet får en spektakulær usikkerhed udstillet. Den handler fundamentalt om at øge vores følelse af sårbarhed.

EU er blevet mere klar over, hvor vigtig energiforsyning er for sikkerhedspolitikken, og EU og energiunionen spiller en afgørende rolle i vores bestræbelser på at blive uafhængige af russisk gas. Samtidig står vi også over for en klimakrise, og energiunionen er central i vores forsøg på at tackle både klimakrisen og forsyningskrisen. Men EU har ikke tilstrækkelig overvågningskapacitet til at holde øje med hele vores energiinfrastruktur, så derfor kommer NATO til at spille en afgørende rolle i at forhindre angreb.

Energi er dermed et sikkerhedspolitisk område, der er kommet for at blive, og det er noget, vi skal tage med i vores overvejelser om energiforsyning i fremtiden. Hvis Rusland ikke ønsker at starte en direkte krig mod NATO-lande, vil vi sandsynligvis se mere hybrid krigsførelse og flere hybride angreb. Det er realistisk set i cyberdomænet og i energiforsyning, at vi kan forvente, at der kommer til at være flest angreb. Det er derfor ekstremt vigtigt, at vi nøje overvejer, hvor vi placerer vores energiinfrastruktur. Energisektoren udgør en mulig svaghed – det er den bløde bug af det åbne samfund – som Rusland kan udnytte i fremtiden, og det har derfor afgørende betydning, at vi både i Danmark, Europa og NATO gør alt, hvad vi kan for at styrke dette svage punkt.

Referencer

- Berling, T.V., Wiederholt Christensen, L., Cordes, M., Hansen, F.S., Jakobsson, A.K., Puck Nielsen, A., Nissen, C., Slakaityte, V., Staun, J., Surwillo, I., Vissing, L. (2023): "Nærområdet", DIIS Working Paper 2023 no. 5 available at <https://www.diis.dk/publikationer/oestersoe-regionen-staar-foran-ustabil-fremtid-ukraine>
- Kissinger, H. (1974) "Address by Secretary of State Kissinger, The challenge of independence", New York, April 15, 1974. Available at <https://history.state.gov/historicaldocuments/frus1969-76v38p1/d32>
- Morgenthau, Hans J. (1949): *Politics among Nations. The struggle for power and peace*. New York: Alfred A. Knopf
- Organski, A. F. K., (1958). *World Politics*, (New York: Alfred A. Knopf), pp 116-131
- Slakaityte, V., Surwillo, I., Berling, TV (2022): Energy security in the Baltic Sea Region. Transition within geopolitical constraints. DIIS Report, 27. oktober 2022, available at <https://www.diis.dk/node/25982>

Elektrificering udskifter én afhængighed med en anden

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

De nordiske lande har ambitiøse klima- og elektrificeringsmål, hvilket gør dem afhængige af en stabil elforsyning, der er modstandsdygtig over for svingende energipriser. Landene står over for tre modstridende udfordringer, der går på at sikre en pålidelig, økonomisk opnåelig og bærekraftig energiforsyning – "Energis Trilemma". Norden har de seneste to år oplevet en hidtil uset energikrise med høje elpriser til slutforbrugerne. En række krisestyringsforordninger er blevet lanceret på EU- og nationalt plan for at håndtere situationen. Risici i råstoffers værdikæder, energimarkeder – og elmarkeder specifikt – kan påvirke forsynings sikkerheden i de kommende år.

Sikker, økonomisk opnåelig og bæredygtig energiforsyning

Det er en udfordring at finde balance i Energis Trilemma (figur 1) og dermed sikre en pålidelig, økonomisk opnåelig og bæredygtig energiforsyning. Ofte kan disse tre politiske målsætninger trække i hver sin retning – deraf betegnelsen trilemma.

De nordiske lande ligger højt på det internationale World Energy Trilemma Index (World Energy Council, 2022) i forhold til resten af verden. Alligevel har de sidste to års energi- og forsyningskrise sat Energis Trilemma på den politiske dagsorden med ønske om øget prioritering af forsynings sikkerhed. For at forstå trilemmaet er det vigtigt først at give en beskrivelse af de tre ben, som trilemmaet består af.

Sikkerhedsdimensionen i Energis Trilemma retter fokus på at imødekomme nuværende og fremtidige energiefterspørgsel pålideligt, samt modstå og komme sig efter systemchok med minimal afbrydelse af energiforsyningerne. Samtidig er det vigtigt at forberede sig på en kraftig stigning i elektrificeringen i de kommende år, som vil kræve mere effektiv forvaltning af energi samt resiliens i energiinfrastruktur og værdikæder.

En kraftig stigning i elektrificeringen vil kræve store investeringer i øget energiproduktion fra vedvarende energikilder, som sol-, vind- og vandkraft, såvel som elnetforbindelser, energilagring, og overvågning og kontrol af elsystemet. Ny infrastruktur skal også være i stand til at tolerere ekstreme vejrforhold og andre potentielle trusler, såsom cyberangreb. Dette vil kræve tiltag for redundans og fleksibilitet, således elsystemet kan tilpasse sig skiftende efterspørgsel og tilgængeligheden af energi.



**MARTON LEANDER
VØLSTAD**
Rådgiver,
Nordisk Energiforskning

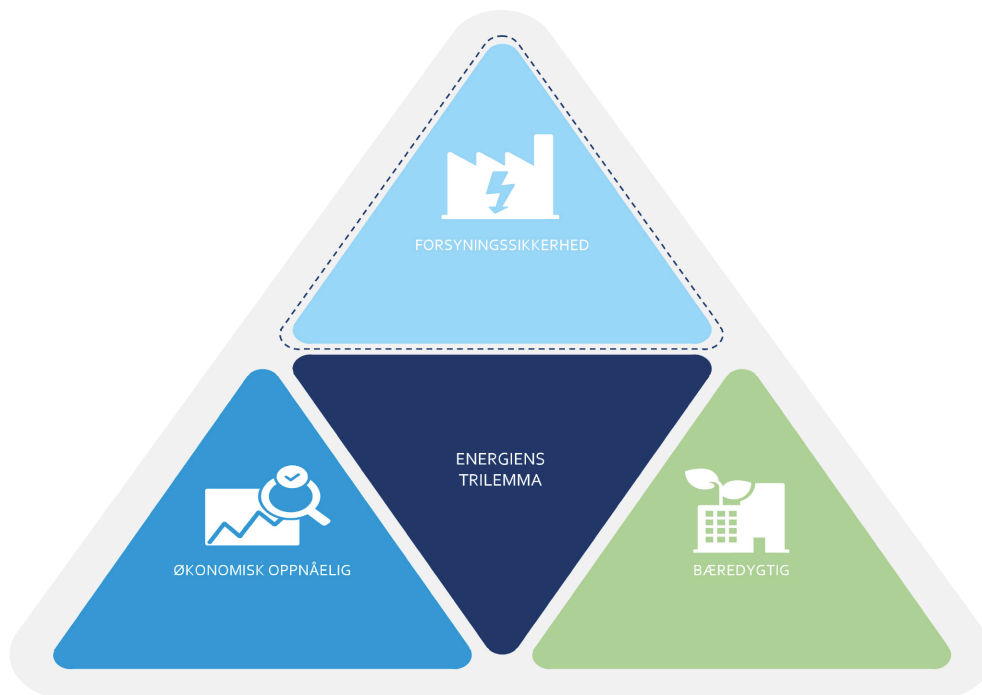


KLAUS SKYTTE
Ph.d,
Administrerende direktør,
Nordisk Energiforskning



JES VITTING
Kommunikationschef,
Nordisk Energiforskning

Figur 1: Energiens Trilemma – Styrke forsyningssikkerheden samtidig med at sikre adgang til energi, som er bæredygtig og økonomisk opnåelig for borgerne (World Energy Council, 2022).



Økonomisk opnåelig energi er afgørende for social bæredygtig vækst (eng: *just transition*) og velfærd i et industrialiseret samfund. Denne dimension i Energiens Trilemma fokuserer på tilgængeligheden af tilstrækkelig energi til husholdninger og kommercielle formål, samt de socioøkonomiske faktorer, der påvirker energiforbruget og tilhørende priser.

Høje energipriser kan påvirke udvikling og produktivitet samt skabe social ulighed (Menyhert, 2023) og politisk ustabilitet. Investeringer i ny energiinfrastruktur skal tage højde for tilknyttede socioøkonomiske og fordelingsmæssige konsekvenser med hensyn til tilgængelighed af arbejdskraft, jobskabelse, industriel konkurrenceevne og samfundsmæssige fordele.

Klimamæssig bæredygtighed er et centralt begreb inden for energipolitik, som refererer til den langsigtede klima- og miljømæssige holdbarhed af energisystemer. Denne dimension af Energiens Trilemma omfatter foranstaltninger, der er nødvendige for at reducere drivhusgasemissioner og miljøpåvirkningen af energiproduktion, distribution og forbrug.

Energiproduktion, der udnytter teknologier, såsom sol og vindkraft, kan bidrage til at reducere energisystemets miljøpåvirkning. Ligeledes er effektiv transmission og distribution af energi afgørende for at minimere energitab. Nye teknologier, såsom CO₂-fangst og -lagring, kan hjælpe visse industrisektorer, der har særligt svært ved at reducere deres udledning af drivhusgasser, for eksempel stål- og cementproduktion, til at minimere og afbøde deres CO₂-udledning.

For at imødekomme udfordringer i Energiens Trilemma kræves en række politiske tiltag og investeringer i såvel produktion, infrastruktur samt udnyttelse af energikilder, som er tilgængelige i nærområdet. Prioriteringen af forsyningssikkerhed kan derfor i visse tilfælde gå imod ønsket om en social bæredygtig grøn omstilling med en økonomisk opnåelig og klimavenlig energiforsyning for alle borgere.

Norden skal være en grøn, konkurrencedygtig og social bæredygtig region

I den nordiske kontekst er der et stærkt fokus på bæredygtig energi og dekarbonisering af energisektoren for at reducere klimapåvirkninger og opfylde klimamålene. De nordiske lande er førende inden for vedvarende energi og har sat ambitiøse mål for overgangen til grøn energi (Nordisk Ministerråd, 2021; European Commission, 2019). For eksempel har Danmark et mål om at være uafhængig af fossile energiresourcer inden 2050, mens Sverige har tilsvarende mål om at være et CO₂-neutralt samfund inden 2045. Norge, Finland og Island har også sat ambitiøse mål om at reducere CO₂-udledningerne og øge andelen af vedvarende energi i deres respektive energisystemer.

De nordiske lande har allerede taget væsentlige skridt mod dekarbonisering af energisektoren ved at investere i vedvarende energikilder som vind-, sol-, vand-, geotermisk- og bioenergi. De nordiske lande er også førende inden for bæredygtig transport og elektrificering af transportsektoren ved hjælp af elbiler og andre grønne transportløsninger.

Desuden har de nordiske lande et fælles elmarked, som giver mulighed for samarbejde og handel med elektricitet på tværs af landegrænserne. Dette kan styrke udnyttelsen af de vedvarende energikilder, da landene kan samarbejde om at udjævne produktion og efterspørgsel.

Alt i alt har de nordiske lande taget en ledende rolle for den globale energiomstilling, og deres fokus på bæredygtighed og dekarbonisering vil være afgørende for at opnå de globale klimamål og sikre en bæredygtig fremtid.

De nordiske landes klimamål er udfordret af en stigende efterspørgsel på energi og en anerkendelse af behovet for at begrænse klimaforandringerne. Til trods for forbedringer i energiforsyningens kontinuitet i regionen (Council of European Energy Regulators, 2016) har der været udfordringer med høje energipriser og usikker forsyningssikkerhed under energikrisen de sidste to år.














































Nordisk Energiforskning har gennemført en udredning (Nordisk Energiforskning, 2023) af Energiens Trilemma i den nordiske region i relation til de sidste års energikrise med høje priser. I 2021 steg efterspørgslen på naturgas, olie og kul i de nordiske lande, da de kom ud af COVID-19-nedlukningen. Dette førte til stigende energipriser og udfordringer med at opretholde forsy-




ningsikkerheden. Konflikten i Ukraine har yderligere forværret forsyningsafbrydelserne og har afsløret behovet for mere modstandsdygtig energiinfrastruktur.

I begyndelsen af 2022 oplevede EU en stigning i energiinflationen på 27 %, hvilket bidrog til den generelle inflation på 5,1 % (Eurostat, 2022). Denne stigning i energipriserne er en betydelig udfordring for EU og kan have en negativ indvirkning på økonomien, samt for forbrugere og virksomheder (Menyhert, 2023). Som et svar på krisens umiddelbare virkninger har Europa-Kommissionen foreslået Fonden for Retfærdig Omstilling (European Commission, 2021a) og bidraget med en værktøjskasse til handling og støtte til beskyttelse af forbrugere og virksomheder (European Commission, 2021b). Disse initiativer sigter mod at hjælpe de mest sårbare sektorer og forbrugere samt mindske energiprisernes negative indvirkning på økonomien.

De nordiske lande har reageret på den stigende energiinflation ved at tilbyde forskellige former for økonomisk støtte til de hårdest ramte husstande (tabel 1). Dette understreger, at de nordiske lande tager energiprisernes indvirkning på befolkningen alvorligt og søger at hjælpe de mest sårbare sektorer af samfundet.

Tabel 1: Formidlende tiltag for at håndtere energikrisen per september 2022 (Nordisk Energiforskning, 2023).

Response	Danmark 	Finland 	Island 	Norge 	Sverige 
Tilskud					
Reduceret energitariffer/ afgifter					
Stimulere energieffektivitet/teknologiændring					
Udsættelse af regninger					
Informationskampagner					
Offentlig energieffektivisering /-reduktion					
Trepartsforhandlinger					
Investering i forskning					

Legend:  = Iværksat initiativ  = Besluttet, men ikke implementert endnu  = Ikke bestemt

Energikrisen er kompleks og var ikke drevet af et enkelt event eller scenarie. Nordisk Energiforsknings studie (Nordisk Energiforskning, 2023) identificerede otte *drivers*, som tilsammen medvirkede til ”den perfekte storm” bag energikrisen. Disse er summeret i nedenstående figur 2.

Nordisk Energiforsknings udredning af Energiens trilemma viser, at der er betydelig variation i landenes tiltag mod de identificerede drivfaktorer. Det understreger, at de nordiske lande iværksatte forskellige initiativer for at håndtere krisen og give økonomisk støtte til forbrugerne (se tabel 1).

Figur 2: Drivfaktorer for energikrisen i Norden (Nordisk Energiforskning, 2023).



Skal man komme med politiske anbefalinger for opnåelse af en bedre balance i Energiens Trilemma på baggrund af eksisterende tiltag, må dette derfor gøres i henhold til nationale anbefalinger og nordiske anbefalinger. Nordiske anbefalinger dækker over fælles problemstillinger, der kan findes merværdi i at håndtere sammen.

Geopolitisk uro og krav om forsyningsikkerhed styrker værdien af nordisk samarbejde, hvor de nordiske lande kan udnytte hinandens styrker og forskelligheder til fordel for alle. Tre af de vigtigste anbefalinger på nordisk niveau er:

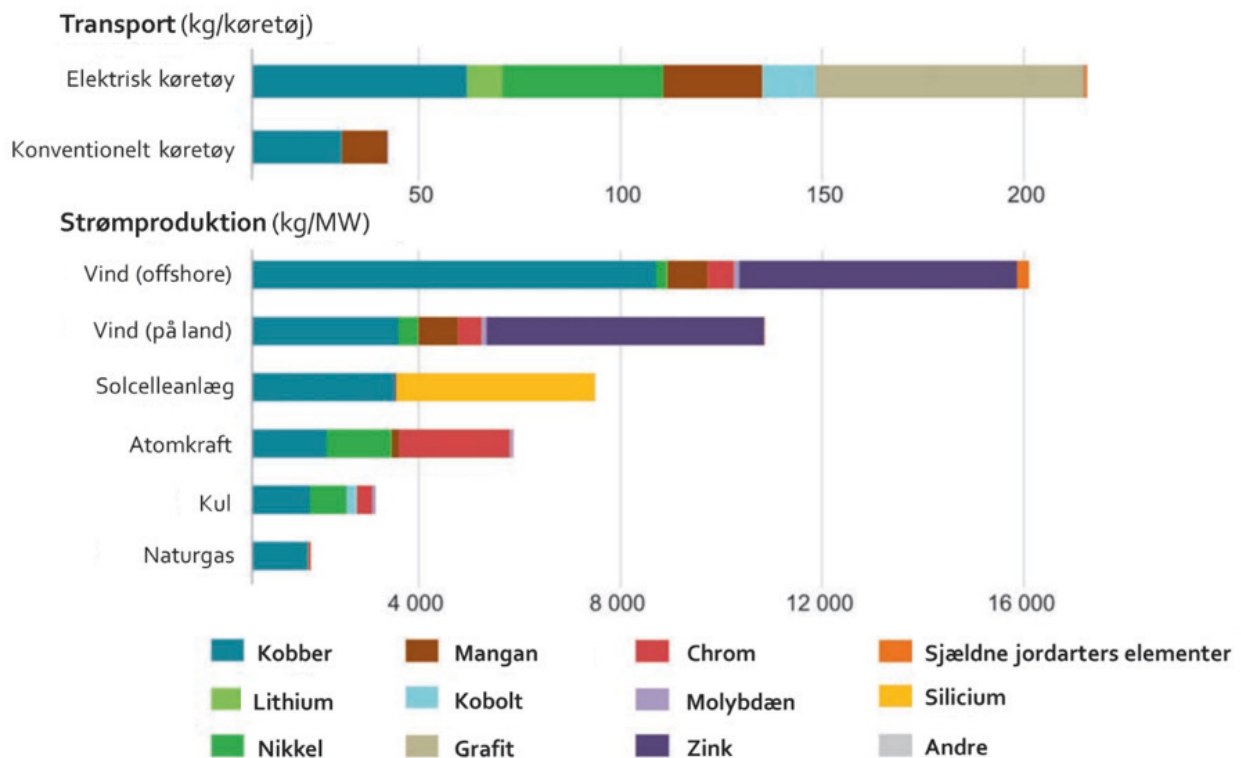
- **Styrk infrastrukturen på nordisk niveau:** Nordisk koordinering af energitransmissions- og lagringsniveauer kan være en relevant foranstaltning. Sektorkobling, Power2X og udvikling af energiinfrastruktur til andre energisektorer end elektricitet vil også være nødvendigt for at sikre vedvarende energiintegration og forsyningsikkerhed.
- **Fremskyndelse af tilladelsesprocesser:** Der er behov for strukturelle ændringer i nuværende tilladelsesprocedurer og -praksisser for implementeringen af nye energianlæg og -infrastrukturer. Det vil være fordelagtigt at indsamle gode eksempler på samarbejde mellem erhvervsliv, kommuner og myndigheder, der har medvirket til fremskyndelse af disse processer.
- **Sikre offentlig accept:** Den ”sociale bæredygtighed” af energiomstillingen bør være en central politisk prioritet gennem foranstaltninger til offentlig inklusion, informationskampagner og digitale værktøjer for at sikre accept af ny energiinfrastruktur og bidrage til netværksudvidelse.

Ser man fremad, er en af de potentielle ”gamechangers” for en fortsat høj forsyningsikkerhed adgangen til kritiske råstoffer.

En kritisk situation for råstoffer

Stigende priser og øget efterspørgsel på kritiske råstoffer er en bekymring for udviklere af vedvarende energi. Ifølge Det Internationale Energiagentur (IEA, 2021) vil den vedvarende energisektor blive mere afhængig af visse kritiske råstoffer i fremtiden. Derfor er der behov for en systematisk og langsigtet tilgang til at håndtere de øgede priser og den potentielle mangel på kritiske råvarer.

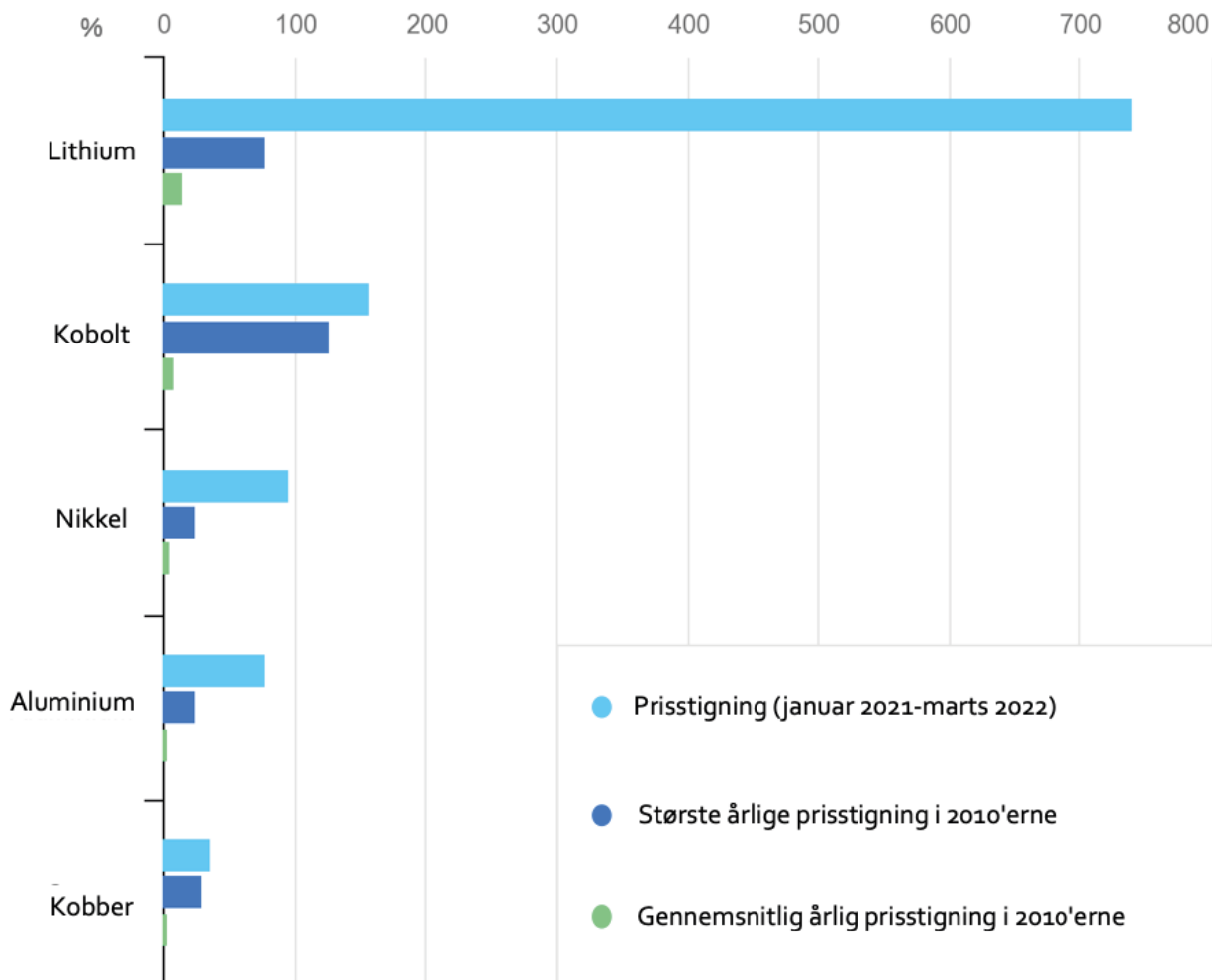
Figur 3: Eksempler på metaller og mineraler, der er nødvendige til grønne energiteknologier sammenlignet med modparter, der bruger fossilt brændstof (Eynard et al., 2020).



Kritiske råvarer er afgørende for produktionen af en række teknologier, der anvendes for vedvarende energiproduktion, såsom solceller, vindmøller, batterier og brændselsceller (figur 3). De mest efterspurgte kritiske råvarer er sjældne jordartselementer som neodym, praseodym, dysprosium, terbium og europium. Disse metaller er vigtige for produktionen af magneter, der anvendes i vindmøller og elektriske motorer.

De seneste prisstigninger og den stigende efterspørgsel på kritiske råstoffer kan have kortsigtede konsekvenser for udviklingen af vedvarende energiproduktion (figur 4). For eksempel kan stigende priser føre til højere produktionsomkostninger, hvilket kan sætte en bremser for udviklingen af teknologier, hvor disse råstoffer anvendes. Desuden kan manglen på kritiske råstoffer føre til lange leveringstider og forsinkelser i produktionen, der også kan påvirke udviklingen af vedvarende energi og dermed udfordre balanceringen af Energiens Trilemma.

Figur 4: Prisstigninger (%) på udvalgte metaller og mineraler, der er nødvendige for energiomstillingen. Bemærk, at kobber og nikkel ikke er klassificeret som kritiske ifølge EU, men er essentielle i den grønne energiomstilling (IEA, 2022).



For at imødegå disse udfordringer er der behov for politiske tiltag, der kan understøtte udviklingen af vedvarende energiproduktion og sikre en pålidelig forsyning af kritiske råstoffer. IEA har foreslået, at der oprettes en global mekanisme til at overvåge og håndtere forsyningsrisici og prisudsving på kritiske råstoffer. Derudover bør der investeres i forskning og udvikling af alternative teknologier og materialer, der kan erstatte de kritiske råstoffer.

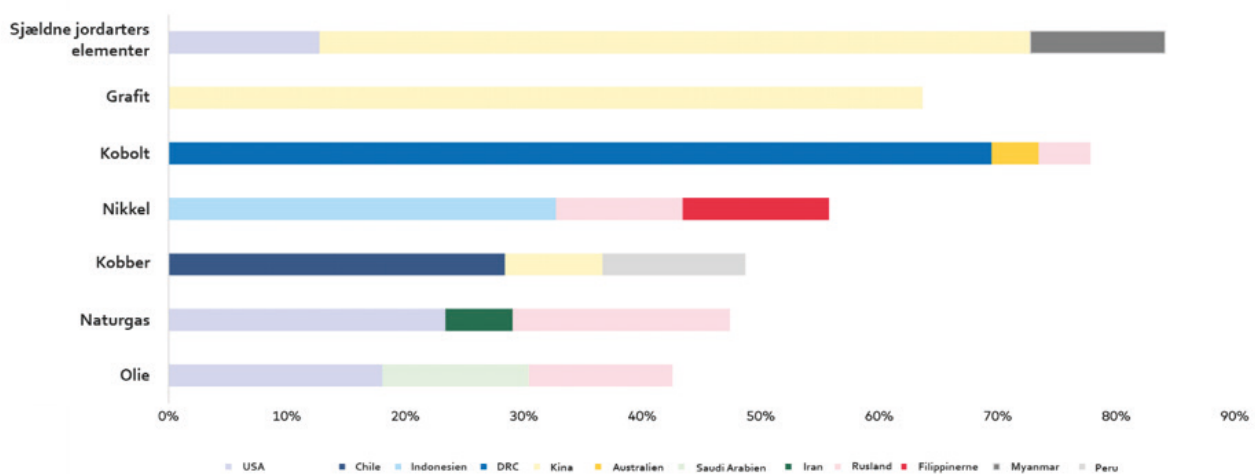
Det er også vigtigt at huske, at kritiske råstoffer ikke kun er vigtige for den vedvarende energiproduktion, men også anvendes i andre sektorer som for eksempel elektronik- og medicinalindustrien. Derfor kan politiske tiltag, der sigter mod at øget genanvendelse og genbrug af disse materialer, have en positiv effekt på andre industrier og samtidig reducere den globale efterspørgsel på kritiske råstoffer.

Alt i alt er det vigtigt at have en langsigtet plan for håndtering af kritiske råstoffer og de stigende priser dem. Dette kræver samarbejde på tværs af forskellige

sektorer og lande for at sikre en pålidelig forsyning og fremme udviklingen af alternative teknologier og materialer.

Den stigende bekymring over for adgangen til visse råstoffer i EU har ført til oprettelsen af en liste over råstoffer af kritisk betydning udarbejdet af Europa-Kommissionen (European Commission, 2023). Disse råstoffer defineres som værende af væsentlig betydning for EU's økonomi og samtidigt forbundet med høj risiko i forhold til forsyningsafbrydelser. Derudover har Europa-Kommissionen foreslået en række omfattende foranstaltninger for at sikre EU's adgang til en sikker, divers, økonomisk opnåelig og bæredygtig forsyning af kritiske råstoffer.

Figur 5: Top tre-landes andel af udvinding af udvalgte mineraler og fossile brændstoffer (IEA, 2021).



Figur 5 viser, at tre lande tegner sig for 80 % eller mere af udvindingen af visse kritiske råstoffer, såsom sjældne jordartselementer eller kobolt. Hvad angår grafit, er et enkelt land, Kina, den eneste væsentlige leverandør. Dette kan udgøre en risikofaktor med hensyn til potentiel afbrydelse i forsyningen af et specifikt råstof. Naturgas og olie er inkluderet i figur 5 for at bistå til en sammenligning med andre energirelaterede ressourcer. I den forbindelse er udvindingen af konventionelle energivarer mindre koncentreret, da tre lande udgør mindre end 50 % af udvindingen.

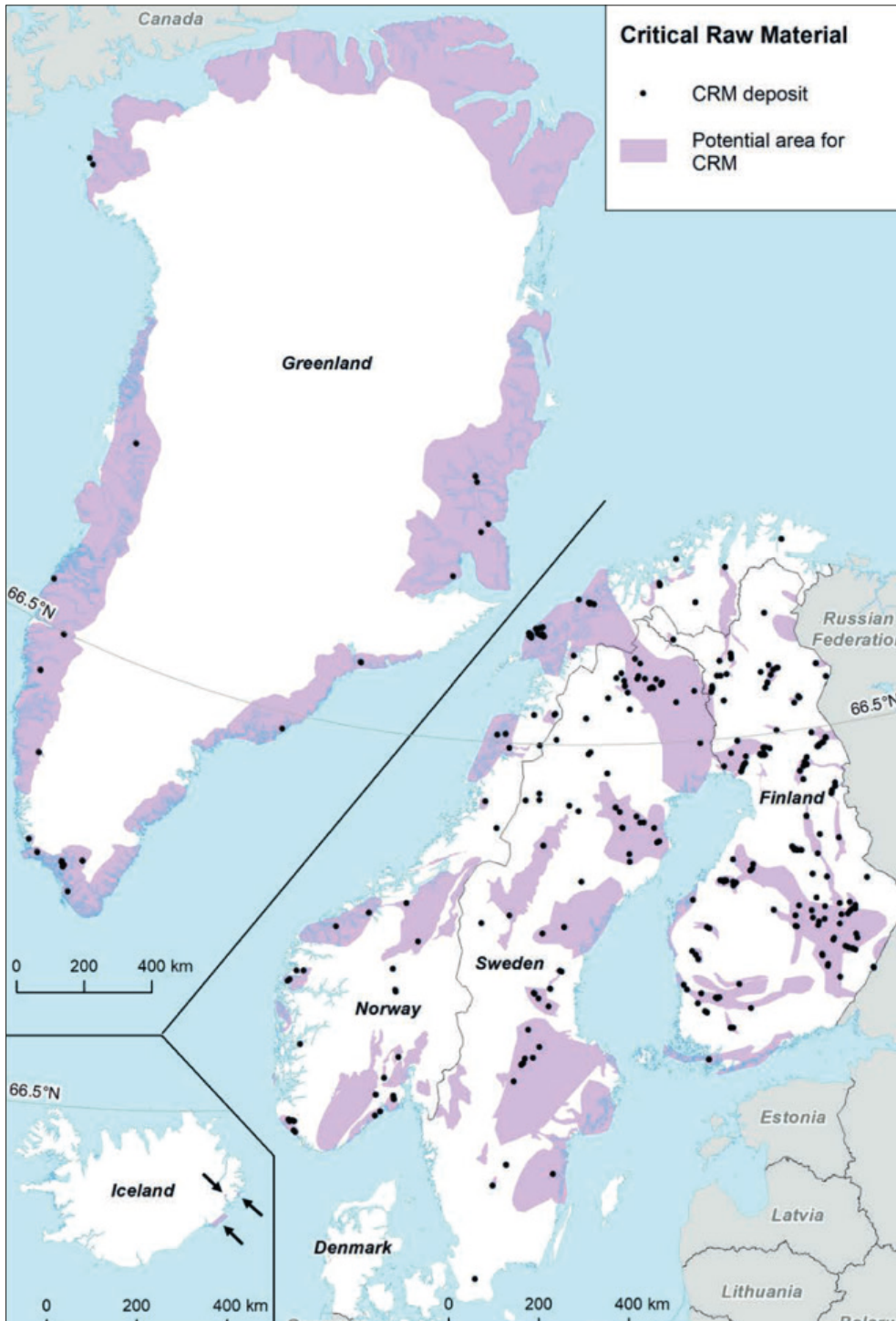
Det nordiske forsyningspotentiale af kritiske råstoffer

Adgang til kritiske råstoffer er en væsentlig faktor for at sikre Europas grønne omstilling med hensyn til forsyningsikkerhed, økonomisk gennemførlighed og bæredygtighed. Her kan Norden spille en støttende rolle for at balancere Energiens Trilemma.

Regionen har et stort og uudnyttet potentiale som leverandør af råstoffer til det globale marked, da det nordiske grundfjeld kan sammenlignes med de

mest mineralrige områder i verden, såsom Canada, USA, Brasilien og Australien, og kan levere næsten alle de kritiske råstoffer, defineret af EU (Pasi et al., 2021).

Figur 6: Placeringer af forekomster med kritiske råstoffer og områder med potentiale for yderligere ressourcer i de nordiske lande (Pasi et al., 2021)



Desuden har Norden tradition for at håndhæve høje miljømæssige- og etiske standarder for udnyttelse af naturressourcer til gavn for hele samfundet.

En af de vigtige spørgsmål er, om dette potentiale kan udnyttes til at imødekomme den stigende globale efterspørgsel på bæredygtig og socialt ansvarlig vis – dvs. i tråd med balancen i Energiens Trilemma (figur 1). Mens de fleste typer og mængder af kritiske råstoffer, der er nødvendige for at understøtte den europæiske energiomstilling, findes inden for Nordens grænser, er det stadig uklart, om nordisk udvinding af disse ressourcer kan konkurrere med prisen på global import og imødekomme den forventede efterspørgsel. Derfor bør der foretages yderligere undersøgelser af Nordens potentiale for udvinding og forarbejdning af kritiske råstoffer.

Der er dertil behov for at identificere nye teknologier, som kan øge udvindingsgraden og sikre, at minedrift og forarbejdning af råstoffer minimerer miljøbelastningen, for eksempel gennem programmer, der vurderer og certificerer produktionsmetodernes miljøintegritet.

En anden udfordring er at sikre, at udviklingen af denne industri sker på en socialt ansvarlig vis. Dette kan omfatte styrkede arbejdsstandarder og etablering af systemer til overvågning og afrapportering af arbejdsforhold.

Politiske beslutningstagere har en rolle i at udstede retningslinjer og strategier for at lette forsyningssikkerhed, økonomisk opnåelighed og bæredygtighed af et elektrificeret nordisk energisystem med mere komplekse materielle behov.

Referencer

- Council of European Energy Regulators (2016), *6th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2016*. Website reference: d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f (ceer.eu)
- European Commission (2019), *National energy and climate plans (NECPs)*. Website reference: National energy and climate plans (NECPs) (europa.eu)
- European Commission (2021a), *Just Transition Fund*. Website reference: Just Transition Fund (europa.eu)
- European Commission (2021b), *Tackling rising energy prices: A toolbox for action and support*. Website reference: A toolbox for action and support (europa.eu)
- European Commission (2022), *Energy poverty in the EU*. Website reference: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumer-rights/energy-poverty-eu_en
- European Commission, Technical Support for RES policy development and implementation – Simplification of permission and administrative procedures for RES installations, 2022. Website reference: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/0e9db9fa-d653-11ec-a95f-01aa75ed71a1/language-en>
- European Commission (2023), *Critical Raw Materials: ensuring secure and sustainable supply chains for EU's green and digital future*. Website reference: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661
- Eurostat (2022), *Energy inflation rate continues upward hike, hits 27%*. Website reference: Energy inflation rate continues upward hike, hits 27% – Products Eurostat News – Eurostat (europa.eu)
- Eynard et al. (2020), European Commission, *Study on the EU's list of Critical Raw Materials*, Factsheets on Non-critical Raw Materials. 589 p. Online: https://rmis.jrc.ec.europa.eu/uploads/CRM_2020_Factsheets_non-critical_Final.pdf; doi: 10.2873/587825
- IEA (2021), *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>, License: CC BY 4.0
- IEA (2022), *Scale of price increase for selected energy transition minerals and metals*, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/scale-of-price-increase-for-selected-energy-transition-minerals-and-metals>, IEA. Licence: CC BY 4.0
- Menyhert, Balint (2023), *Inflation and its social consequences – The case of Nordic and Baltic countries*. Nordisk Energiforskning, tilgængelig online: Inflation and its

social consequences – The case of Nordic and Baltic countries – Nordic Energy Research

Nordisk Ministerråd (2021), *Det nordiske energipolitiske samarbejdsprogram 2022-24*. Website reference: <https://www.norden.org/en/publication/nordic-co-operation-programme-energy-policy-2022-2024>

Nordisk Energiforskning (2023), *The Nordic Energy Trilemma: Security of Supply, Prices and the Just Transition*. Available online: <https://doi.org/10.6027/NER2023-02>.

Pasi et al. (2021), *The Nordic Supply Potential of Critical Metals and Minerals for a Green Energy Transition*. Retrieved from <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:norden:org:diva-12199>

World Energy Council (2022), *World Energy Trilemma Index*. Website reference: <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>

Hvor er de lavthængende grønne teknologier?

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

En efficient og smidig grøn energiopstilling kræver borgernes accept af de anvendte teknologier. Baseret på svarene fra en repræsentativ landsdækkende spørgeskemaundersøgelse med svar fra 1.589-1.593 respondenter¹ finder vi størst accept af solceller på industritage, fjernvarme, energibesparelser og havvindmølleparker. Måske fordi det er en ny teknologi, er opbakningen til CO₂-fangst og -lagring på land og kystnært lille. Der er også lille opbakning til atomkraft. Undersøgelsen viser også, at accepten af specifikke teknologier er afhængige af deres geografiske placering, og der er forskelle i teknologiaccept på tværs af aldersgrupper.

1. Indledning

Reduktion af den globale opvarmning kræver en bred vifte af teknologier som f.eks. vandkraft, vindkraft, solenergi, atomkraft, fjernvarme og CO₂-fangst og -lagring (Carbon Capture and Storage, CCS). Ud fra et samfundsøkonomisk beslutningsgrundlag skal valget af det rette teknologimix tage hensyn til resourcetilgængelighed, omkostninger og borgernes accept. Geografiske faktorer som vind- og vandkraftpotentiale og solindstråling har indflydelse på resourcetilgængeligheden. Forskellige teknologier har forskellige omkostningsprofiler, hvilket kan påvirke deres attraktivitet på kort og lang sigt. Borgernes accept og støtte til disse teknologier er i den sammenhæng helt afgørende og er af samme årsag sit helt eget forskningsfelt. Manglende accept af nye vindmøller, solceller, vandkraft mv. har således forårsaget markante forsinkelser og fordyrelser af konkrete projekter og nogle tilfælde en aflysning deraf. Som følge deraf er viden om borgernes accept af vedvarende teknologier og placering helt centrale for en efficient og smidig grøn omstilling. Dette budskab forstærkes af energikrisen den seneste år.

Størstedelen af forskningslitteraturen fokuserer på accepten af enkelte energiteknologier, såsom vindmøller til lands, kystnært og til havs (Johansen, 2019; Ladenburg, 2008), solceller (Solangi mfl., 2015), vandkraft (Tabi og Wüstenhagen, 2017), atomkraft (Roh og Kim, 2022), biomasse (Ugarte Lucas mfl., 2022) mv. Derimod er der ganske få studier, som simultant undersøger accepten af flere energiteknologier.

Med denne artikel bidrager forfatterne til den eksisterende litteratur ved at analysere accepten af flere teknologier til at reducere Danmarks CO₂-udledninger. Som det vil fremgå, giver artiklen nogle ret tydelige indikationer af, hvor de lavthængende grønne teknologifrugter er i forhold til borgernes



JACOB LADENBURG

Professor,
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi



UGUR SOYTAS

Professor,
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi

accept. Derudover bidrager artiklen med viden om, hvordan folks accept af energiteknologier afhænger af teknologiernes fysiske placering i forhold til sol, vind og CCS.

Artiklen er opbygget som følger. Den indledes med en kortfattet litteraturnemgang, der henviser til relevante oversigtsartikler om folks accept af forskellige teknologier. Derefter beskrives dataindsamlingsprocessen, efterfulgt af en gennemgang af resultater, diskussion og konklusion.

2. Litteratur

Forskningslitteraturen omhandlende borgeres accept af vedvarende energiteknologier er omfattende og med et betydeligt fokus på vindkraft. Der er gennemført flere reviewstudier af accept af vindkraft af Ellis og Ferraro (2016), Devine-Wright (2005) og Ladenburg mfl. (2013), som behandler temaer som rumlige relationer, NIMBY-motiver (Not-In-My-Back-Yard) og tilknytning til stedet/boligen. Peñaloza mfl. (2022), Tabi og Wüstenhagen (2017), Lucas mfl. (2022) samt Sugiawan og Managi (2019) gennemgår litteraturen, der undersøger borgeres accept af andre vedvarende energikilder såsom solceller, vandkraft, biomasse og atomkraft. Der er imidlertid kun ganske få studier, der simultant analyserer accepten af flere energikilder.

Ladenburg mfl. (2005) undersøgte danskernes accept af biomasse, naturgas, atomkraft, solenergi, vindkraft, energibesparelser og handel med CO₂-rettigheder på nationalt plan og i to lokalområder med havvindmølleparker. Solenergi og vindkraft var de mest accepterede teknologier, mens atomkraft og CO₂-handel var de mindst accepterede.

Hobman og Ashworth (2013) undersøgte, hvordan oplysninger om omkostninger og emissioner påvirkede accepten af vindkraft, sol- og termisk energi, vandkraft, atomkraft, kul og gas med og uden CCS samt geotermisk blandt australske respondenter. Atomkraft, kul og gas uden CCS havde den laveste støtte, mens sol- og termisk energi og vindkraft fik den højeste støtte. Når der blev givet oplysninger om omkostninger og emissioner, fik vindkraft større accept end solenergi.

Ladenburg (2014) anvendte data fra Ladenburg mfl. (2005) og testede respondenternes relative accept af vindkraft, solenergi og biomasse som en funktion af erfaring med havvindkraft. Undersøgelsen viste, at vindkraft og solcelleanlæg havde en højere accept end biomasse.

Ribeiro mfl. (2014) undersøgte accepten af solenergi, vandkraft, biomasse og vindkraft blandt respondenterne i en landsdækkende undersøgelse i Portugal. Undersøgelsen viste den højeste accept af solenergi, efterfulgt af vindkraft, biomasse og vandkraft.

I Tyskland undersøgte Bertsch mfl. (2016) accepten af solceller, vindkraft og biomasse blandt respondenter fra et forbrugerpanel. Accepten blev målt som den mindste afstand til teknologien i det lokale nabolag, som respondenterne ville tolerere. Resultaterne viste, at respondenterne accepterede solceller i kortere afstande end vindkraft og biomasse.

Gareiou mfl. (2021) testede accepten af solceller, vindkraft, biomasse, geotermisk energi og vandkraft i en kort afstand fra bopælen blandt respondenter bosiddende i Athen i Grækenland. Accepten blev rangordnet efter solenergi, geotermisk energi, vindkraft, biomasse og vandkraft i faldende rækkefølge.

Harold mfl. (2021) anvendte samme metode med mindste afstand i lighed med Bertsch mfl. (2016) i spørgeskemaundersøgelser foretaget i Tyskland, Irland og USA. I alle lande var solceller den mest accepterede teknologi at have tæt på, efterfulgt af vindkraft og biomasse. Respondenterne i Irland var mere positive over for at have alle tre vedvarende energityper tættere på end i Tyskland og USA.

Vores undersøgelse inddrager en bredere vifte af potentielle energiteknologier med henblik på at reducere CO₂-emissionerne. Inspireret af Ladenburgs (2008) arbejde undersøger vi, om den geografiske placering påvirker danskerne accept af vindkraft (land, kystnær og offshore) og solcelleanlæg (private-/lejlighedstage, tage på industrielt byggeri, landbrugsjord mv.). Desuden vurderer vi accepten af CCS-lagring på land, i by- og landområder, kystnære- og offshore-områder.

3. Indsamling af data

Data om borgernes accept af vedvarende energiteknologier blev indsamlet som led i en dansk national spørgeskemaundersøgelse. Spørgeskemaet blev testet blandt mindre grupper med individuel kommentering og en pilottestning med 200 respondenter. Der blev indhentet tilladelse fra Sundhedsdatastyrelsen til at trække 55.000 personer tilfældigt ud på grundlag af deres personnummer. Invitationer blev sendt ud i juni 2022 via det digitale postkassesystem ”E-boks”. Der blev sendt en påmindelse i august 2022 til de personer, som ikke havde svaret. Undersøgelsen sluttede den 31. august 2022. Ud af de 55.000 respondenter gennemførte 12.251 undersøgelsen, hvilket giver en svarprocent på 22,3 %. Acceptsspørgsmålene blev stillet i den sidste del af spørgeskemaet, hvor respondenterne blev tilfældigt fordelt i forskellige delundersøgelser, der dækkede forskellige energitemaer. I alt besvarede 1.684 respondenter acceptsspørgsmålene. Blandt de 1.684 respondenter svarede 1.647-1.651 på mindst et af spørgsmålene om accept af teknologien. Imidlertid gav 59 respondenter det samme svar for alle energiteknologier. Vi har mistanke om, at disse respondenter måske ikke har afgivet deres sandfærdige accept af de forskellige teknologier, hvorfor de ikke indgår i analyserne. Det giver en analytisk effektive stikprøve mellem 1.589-1.593 respondenter.

I undersøgelsen blev der også indsamlet demografiske data såsom køn, alder, civilstand og postnummerområde. Den effektive stikprøve har en underrepræsentation i aldersgrupperne 20-29 år, 30-39 år og 80+ år, mens den er overrepræsenteret i aldersgrupperne 50-59 år, 60-69 år og 70-79 år. De gifte respondenter er overrepræsenterede, mens enker er underrepræsenterede. Der er også bemærkelsesværdige forskelle i andelen af respondenter fra forskellige postområder, idet områderne 1000-1999 og 2000-3000 (det centrale og det større Københavnsområde) er væsentligt underrepræsenteret. Disse forskelle er blevet korrigeret ved hjælp af propensity score-vægtningen (Li et al., 2018), hvilket har resulteret i en repræsentativ stikprøve, der afspejler befolkningen.

I vores analyse undersøgte vi respondenternes accept af de nævnte vedvarende energiteknologier. Respondenterne fik følgende spørgsmål.

”I hvor høj grad synes du, at Danmark bør bruge følgende teknologier til at reducere udslippet af CO₂?”

Respondenterne kunne svare på en 5-punkts Likert-skala fra ”I meget høj grad” til ”I meget ringe grad”.

Der blev også givet en kort introduktionstekst for at gøre respondenterne fortrolige med CCS, som forklarede teknologiens proces med at opsamle og lagre CO₂:

”CO₂-opsamling og -lagring (CCS) er en teknologi, hvor CO₂ opfanges på kraftværker eller ved industrier. CO₂en transporteres via rør/med skib til lagringsstedet og pumpes dybt ned i undergrunden, hvor naturen selv sørger for, at CO₂en bliver der. I Danmark er vi allerede i gang med at afprøve mulighederne for at opsamle CO₂ og lagre det i to store gamle olie-/gasfelter i Nordsøen”.

4. Resultater

De nationale vægtede besvarelser er vist i tabel 1. I kolonnen længst til højre vises placeringen af den teknologi, der har den højeste andel af respondenter, der har svaret ”I meget høj grad” (rang I) og den højeste andel af ”I meget ringe grad” (rang V). Samlet set giver de to rangordninger et billede af, hvilke teknologier danskerne har størst og mindst accept af. N= angiver antallet af svar for det pågældende spørgsmål.

Tabel 1: Grad af accept af teknologier til at reducere CO₂-udledninger, nationalt væg-
 tet gennemsnit.

Teknologi	I meget lille grad	I lille grad	I nogen grad	I høj grad	I meget høj grad	Rangordning I / V
Atomkraft (N=1.589)	27%	11%	22%	20%	20%	10 / 1
Fjernvarme (N=1.593)	1%	1%	6%	30%	62%	2 / 11
Energibesparelser (N=1.589)	0%	1%	8%	32%	59%	3 / 13
Vindmøller, land (N=1.592)	8%	14%	26%	28%	24%	9 / 6
Vindmøller, kystnært (N=1.592)	8%	12%	19%	28%	33%	6 / 7
Vindmøller, offshore (N=1.592)	2%	4%	7%	31%	56%	4 / 10
Solceller, private/lejlighedstage (N=1.589)	2%	5%	14%	33%	46%	5 / 9
Solceller, industritage (N=1.590)	1%	1%	5%	26%	67%	1 / 12
Solceller, landbrugsjord (N=1.591)	9%	15%	25%	26%	25%	8 / 5
CCS, land i byer (N=1.589)	19%	17%	38%	14%	11%	13 / 2
CCS, land på landet (N=1.589)	14%	15%	39%	19%	13%	12 / 3
CCS, kystnært (N=1.590)	11%	13%	39%	20%	15%	11 / 4
CCC, offshore (N=1.590)	7%	7%	32%	25%	29%	7 / 8

Tabel 1 viser de danske husholdningers foretrukne energiteknologier. Overraskende nok er de højeste acceptniveauer ikke knyttet til specifikke teknologier såsom vind eller solenergi, men afspejler snarere en afvejning mellem fordele og ulemper i forbindelse med teknologiernes placering.

Solceller på industritage, fjernvarme, energibesparende teknologier og havvindmølleparker er de mest accepterede teknologier i nævnte rækkefølge. Ved at kombinere kategorierne ”I høj grad” og ”I meget høj grad” støtter 93 %, 91 %, 91 % og 88 % af respondenterne brugen af solceller på henholdsvis industrielle tage, fjernvarme, energibesparende teknologier og havvindmølleparker. Omvendt fik CCS i byområder, landdistrikter og kystnære områder den laveste støtte med en accept på henholdsvis kun 25 %, 32 % og 35 %. Atomkraft var den fjerde mindst accepterede teknologi med kun 40 % støtte.

Den negative rangordning (rang V) stemmer overens med billedet fra rang I. De mest accepterede teknologier har også den laveste procentdel af respondenterne, der angiver ”I meget ringe grad”. Atomkraft skiller sig dog ud med 27 %, der udtrykker en meget svag støtte. Omtrent en fjerdedel af respondenterne har således en lav accept af atomkraft.

4.1. Aldersforskelle

Især den danske litteratur viser, at ældre respondenter er mere negative over for vindkraft end yngre respondenter (Ladenburg, 2008; Ladenburg mfl., 2012; Ladenburg og Möller, 2011) om end ikke altid (Johansen, 2019). Der

kan være flere årsager til dette som sammenhængen mellem alder og boligejerskab (Ladenburg mfl. 2022), men som diskuteret i Ladenburg og Dubgaard (2007) også forskelle i det vindmøllelandskab, folk er vokset op i. Yngre personer er vokset op med vindmøller omkring dem, mens ældre ikke er. I det følgende afsnit undersøger vi derfor, hvordan accepten af de forskellige teknologier varierer over tre aldersgrupper (18-34 år, 35-64 år og 65+ år). Vi viser resultaterne i Tabel 2, svarende til Tabel 1. I Tabel 2 angiver kolonnen Rank I/V også, om der er signifikante forskelle i accepten af den specifikke teknologi mellem aldersgrupper af respondenterne ved hjælp af en Chi-test. N= angiver antallet af svar for det pågældende spørgsmål i hver aldersgruppe.

Tabel 2: Accept af teknologier til at reducere CO₂-udledninger, nationalt vægtet gennemsnit, efter aldersgruppe.

Teknologi	Alder (år)	I meget lille grad	I lille grad	I nogen grad	I høj grad	I meget høj grad	Rangordning I / V ^a
Atomkraft	18-34 (N=244)	14%	12%	23%	18%	33%	7/1***
	35-64 (N=854)	28%	10%	23%	22%	18%	10/1***
	65+ (N=492)	39%	12%	21%	18%	10%	13/1***
Fjernvarme	18-34 (N=244)	1%	1%	9%	35%	54%	4/12 [†]
	35-64 (N=854)	0%	1%	5%	28%	65%	2/13*
	65+ (N=495)	0%	1%	5%	29%	66%	1/12*
Energibesparelser	18-34 (N=244)	0%	1%	13%	25%	60%	2/12***
	35-64 (N=854)	0%	1%	6%	31%	62%	3/13***
	65+ (N=491)	0%	0%	7%	40%	53%	3/12***
Vindmøller, land	18-34 (N=244)	6%	12%	29%	30%	24%	9/7
	35-64 (N=854)	8%	14%	25%	29%	25%	9/6
	65+ (N=494)	10%	17%	24%	26%	23%	9/5
Vindmøller kystnært	18-34 (N=244)	5%	9%	23%	27%	36%	6/8*
	35-64 (N=854)	8%	11%	20%	28%	33%	6/7*
	65+ (N=494)	9%	17%	14%	29%	31%	8/7*
Vindmøller, offshore	18-34 (N=244)	2%	5%	10%	26%	57%	3/9*
	35-64 (N=854)	2%	3%	6%	30%	58%	4/9*
	65+ (N=494)	1%	4%	6%	36%	53%	4/10*
Solceller, private/lejlighedstage	18-34 (N=244)	2%	3%	13%	34%	48%	5/10
	35-64 (N=854)	1%	5%	14%	32%	48%	5/10
	65+ (N=492)	3%	7%	14%	35%	41%	5/9
Solceller, industritage	18-34 (N=244)	1%	3%	5%	22%	70%	1/11*
	35-64 (N=854)	1%	1%	5%	24%	70%	1/11*
	65+ (N=493)	1%	1%	4%	34%	61%	2/11*
Solceller, landbrugsjord	18-34 (N=244)	9%	14%	30%	22%	24%	10/5
	35-64 (N=854)	9%	15%	23%	27%	26%	8/5
	65+ (N=493)	10%	15%	21%	30%	24%	8/6

CCS, land i byer	18-34 (N=244)	13%	18%	43%	14%	12%	13/2**
	35-64 (N=854)	19%	14%	40%	16%	11%	12/2**
	65+ (N=491)	26%	20%	32%	11%	12%	12/2**
CCS, på landet	18-34 (N=244)	11%	16%	40%	21%	12%	12/3
	35-64 (N=854)	14%	13%	41%	18%	13%	13/3
	65+ (N=491)	17%	15%	34%	19%	14%	11/3
CCS, kystnært	18-34 (N=244)	10%	13%	40%	22%	15%	11/4
	35-64 (N=854)	12%	13%	41%	18%	16%	11/4
	65+ (N=492)	12%	15%	34%	23%	15%	10/4
CCS, offshore	18-34 (N=244)	7%	8%	35%	24%	26%	8/6
	35-64 (N=854)	7%	8%	33%	24%	28%	7/8
	65+ (N=492)	6%	5%	27%	29%	33%	6/8

Noter: a) X^2 – testsignifikans, * $p < 0,05$, ** $p < 0,01$, *** $p < 0,001$

Acceptniveauet for de forskellige energiteknologier varierer på tværs af de tre aldersgrupper med bemærkelsesværdige forskelle i forbindelse med atomkraft og fjernvarme. Blandt de yngste respondenter (18-34 år) udtrykte 33 % stor støtte til atomkraft (placering 7), sammenlignet med 18 % (placering 10) i aldersgruppen 35-64 år og 10 % (placering 13) blandt de 65-årige og derover. På den anden side er fjernvarme mere accepteret blandt de ældre aldersgrupper, idet 66 % af respondenterne på 65 år og derover placerede den på førstepladsen (skal anvendes ”i meget høj grad”). Til sammenligning gav henholdsvis 65 % og 54 % af respondenterne i alderen 35-64 år og 18-34 år fjernvarme en placering som to og fire. Der synes også at være forskelle i aldersgruppernes accept af kystnære vindmøller, offshore møller og solceller på industritage. 36% af respondenterne i aldersgruppen 18-34 år bakker op om kystnære vindmøller ”I meget høj grad”, mens det er 31% for den ældste aldersgruppe. Mht. offshore-vindmøller synes forskellene at være størst i forhold til andelen, der svarer ”I høj grad”. Det svarer til 26% i aldersgruppen 18-34 år, mens det er 36% i den ældste aldersgruppe. Endelige bakker 70% af respondenterne i aldersgrupperne 18-34 år og 35- 64 år op ”I meget høj grad” om solceller på industritage, mens det er gældende for 61% i den ældste aldersgruppe.

5. Diskussion

Accept af solceller, vindmøller og CCS er direkte relateret til den geografiske placering. Vi finder en højere accept, når den potentielle placering af teknologien placeres længere væk fra respondenternes bopæl (offshore-vindmøller og CCS og solceller på industritage). Denne rumlige afstandsaccept er blevet rapporteret i tidligere undersøgelser af accept af vedvarende energi (Ladenburg et al., 2020). Så i den henseende er resultaterne ikke så overraskende. Placering af solcelleanlæg på landbrugsjord er dog en undtagelse. Kun 27 % af respondenterne svarede, at den bør anvendes ”I meget høj grad”, selv om den ligger langt fra de fleste mennesker. Dette tyder på, at andre faktorer, såsom landskab, kulturelle værdier og muligvis et spørgsmål om sikkerhed i forbin-

delse med fødevareproduktion, også kan spille en rolle for accepten af solcelleanlæg, og at støtten til solcelleanlæg derfor er betinget af placeringen. Dette tyder på, at energiteknologier kan være forbundet med forskellige egenskaber og anvendelser i folks bevidsthed, hvilket igen påvirker deres acceptniveau. Der er helt klart et behov for mere forskning i den retning.

6. Begrænsninger

En klar begrænsning er, at respondenternes svar og accept ikke er bundet op på konkrete projekter. Det begrænser dens anvendelsesområde til generel teknologiaccept og til generelle energiprojekter. Litteraturen peger på, at folk kan være mindre positive over for teknologier i nærheden af deres bopæl. Dette giver anledning til bekymringer med hensyn til, om den høje accept af f.eks. solcelleanlæg på industrielle tage er lige så højt accepteret blandt personer, der bor tæt på et industriområde. Tilsvarende har vindmølleparker tæt på kysten mødt modstand på grund af visuelle påvirkninger. Derimod har havvindmølleparker mindre visuelle påvirkninger af kystlandskaber, hvilket tyder på, at accepten af havvindmøller er robuste i forhold til accept af personer, som bor rær på kysten.

7. Konklusion

Accepten af forskellige teknologier og tiltag til at reducere udledningen af CO₂ er blev undersøgt blandt 1.589-1.593 respondenter i en repræsentativ dansk landsdækkende spørgeskema undersøgelse. I undersøgelsen blev respondenterne bedt om at vurdere, i hvilket omfang de mener, at Danmark bør anvende forskellige teknologier til at reducere landets CO₂-emissioner. Teknologierne omfattede atomkraft, solceller på private hustage, industritage og landbrugsarealer, vindmøller på land og til havs, kulstoffangst og -lagring (CCS) på land, kystnært/kystnært og til havs, fjernvarme og energibesparende teknologier. Solcelleanlæg på industritage fik den højeste accept, idet 93 % af respondenterne erklærede, at solceller på industritage bør anvendes ”i meget høj grad” eller ”i høj grad”. Fjernvarme, energibesparelser og havvindmølleparker blev også bredt accepteret med en accept på henholdsvis 92 %, 91 % og 88 %. På den anden side var atomkraft, CCS i byerne, CCS i landdistrikterne og CCS i kystnære områder de mindst accepterede teknologier, idet 29 %, 18 %, 13 % og 10 % af respondenterne erklærede, at de burde anvendes ”i meget ringe grad”.

Undersøgelsen viste også, at accepten af specifikke teknologier var afhængig af deres geografiske placering, idet offshore-teknologier foretrakkes frem for kystnære placeringer og placeringer på land for både vindkraft og CCS. Endelig viste undersøgelsen, at der er betydelige forskelle i teknologiens accept på tværs af aldersgrupper. Yngre respondenter er mere positive over for atomkraft, mens ældre er mere positive over for fjernvarme.

Noter

1. Undersøgelsen er gennemført som en del af det EUDP finansierede projekt "Bifrost", projektnummer 64021-9007

Referencer

- Bertsch, V., Hall, M., Weinhardt, C., & Fichtner, W. (2016). Public acceptance and preferences related to renewable energy and grid expansion policy: Empirical insights for Germany. *Energy*, 114, 465–477. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.022>
- de Best-Waldhober, M., Daamen, D., & Faaij, A. (2009). Informed and uninformed public opinions on CO2 capture and storage technologies in the Netherlands. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3), 322–332. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.09.001>
- Devine-Wright, P. (2005). Beyond NIMBYism: Towards an integrated framework for understanding public perceptions of wind energy. *Wind Energy*, 8(2), 125–139. <https://doi.org/10.1002/we.124>
- Ellis, G., & Ferraro, G. (2016). *The social acceptance of wind energy*. <https://doi.org/10.2789/696070>
- Fimereli, E., Mourato, S., & Pearson, P. (2008). Measuring preferences for low-carbon energy technologies in South-East England: the case of electricity generation. *ENVECON*.
- Gareiyou, Z., Drimili, E., & Zervas, E. (2021). Public acceptance of renewable energy sources. *Low Carbon Energy Technologies in Sustainable Energy Systems*, 309–327. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822897-5.00012-2>
- Harold, J., Bertsch, V., Lawrence, T., & Hall, M. (2021). Drivers of people's preferences for spatial proximity to energy infrastructure technologies: A cross-country analysis. *Energy Journal*, 42(4), 47–90. <https://doi.org/10.5547/01956574.42.4.JHAR>
- Hobman, E.V., & Ashworth, P. (2013). Public support for energy sources and related technologies: The impact of simple information provision. *Energy Policy*, 63, 862–869. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.011>
- Itaoka, K., Okuda, Y., Saito, A., & Akai, M. (2009). Influential information and factors for social acceptance of CCS: The 2nd round survey of public opinion in Japan. *Energy Procedia*, 1(1), 4803–4810. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.307>
- Johansen, K. (2019). Local support for renewable energy technologies? Attitudes towards local near-shore wind farms among second home owners and permanent area residents on the Danish coast. *Energy Policy*, 132, 691–701. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.04.027>
- Karytsas, S., Vardopoulos, I., & Theodoropoulou, E. (2019). Factors affecting sustainable market acceptance of residential microgeneration technologies. A two time period comparative analysis. *Energies*, 12(17), 1–20. <https://doi.org/10.3390/en12173298>
- Ladenburg, J. (2008). Attitudes towards on-land and offshore wind power development in Denmark; choice of development strategy. *Renewable Energy*, 33(1), 111–118. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.01.011>
- Ladenburg, J., & Dahlgaard, J.-O. (2012). Attitudes, threshold levels and cumulative effects of the daily wind-turbine encounters. *Applied Energy*, 98, 40–46. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.02.070>
- Ladenburg, J. (2014). Dynamic properties of the preferences for renewable energy sources – A wind power experience-based approach. *Energy*, 76(1), 542–551. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.050>
- Ladenburg, J., & Dubgaard, A. (2007). Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark. *Energy Policy*, 35(8), 4059–4071. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.01.023>
- Ladenburg, J., Dubgaard, A., Martinsen, L., & Trandberg, J. (2005). *Economic Valuation of the Visual Externalities of Off-Shore Wind Farms*.
- Ladenburg, J., Hevia-Koch, P., Petrović, S., & Knapp, L. (2020). The offshore-onshore conundrum: Preferences for wind energy considering spatial data in Denmark. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109711. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109711>
- Ladenburg, J., & Möller, B. (2011). Attitude and acceptance of offshore wind farms – The influence of travel time and wind farm attributes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4223–4235. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.130>
- Ladenburg, J., Termansen, M., & Hasler, B. (2013). Assessing acceptability of two onshore wind power development schemes: A test of viewshed effects and the cumulative effects of wind turbines. *Energy*, 54, 45–54. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.021>
- Ladenburg, J., Soytaş, U.; Kanoglu-Ozcan, J. (2022). CO2 tax – not in my backyard. Arbejdsrapport præsenteret på 23rd Global Conference on Environmental Taxation Conference, September.
- Li, F., Morgan, K.L., & Zaslavsky, A.M. (2018). Balancing Covariates via Propensity Score Weighting. *Journal of the American Statistical Association*, 113(521), 390–400. <https://doi.org/10.1080/01621459.2016.1260466>
- Peñaloza, D., Mata, É., Fransson, N., Fridén, H., Samperio, Á., Quijano, A., & Cuneo, A. (2022). Social and market acceptance of photovoltaic panels and heat pumps in Europe: A literature review and survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111867. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111867>

- Ribeiro, F., Ferreira, P., Araújo, M., & Braga, A.C. (2014). Public opinion on renewable energy technologies in Portugal. *Energy*, 69, 39–50. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.074>
- Roh, S., & Kim, D. (2022). The relationship between public acceptance of nuclear power generation and spent nuclear fuel reuse: Implications for promotion of spent nuclear fuel reuse and public engagement. *Nuclear Engineering and Technology*, 54(6), 2062–2066. <https://doi.org/10.1016/j.net.2021.12.024>
- Solangi, K.H., Saidur, R., Luhur, M.R., Aman, M.M., Badarudin, A., Kazi, S.N., Lwin, T.N.W., Rahim, N.A., & Islam, M.R. (2015). Social acceptance of solar energy in Malaysia: Users' perspective. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 17(7), 1975–1986. <https://doi.org/10.1007/s10098-015-0920-2>
- Sugiawan, Y., & Managi, S. (2019). Public acceptance of nuclear power plants in Indonesia: Portraying the role of a multilevel governance system. *Energy Strategy Reviews*, 26, 100427. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100427>
- Tabi, A., & Wüstenhagen, R. (2017). Keep it local and fish-friendly: Social acceptance of hydropower projects in Switzerland. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 68, pp. 763–773). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.006>
- Ugarte Lucas, P., Gamborg, C., & Lund, T.B. (2022). Sustainability concerns are key to understanding public attitudes toward woody biomass for energy: A survey of Danish citizens. *Renewable Energy*, 194, 181–194. <https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.05.075>

Do Energy Islands support the Green Transition?

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

Energy islands are an emerging concept in the Nordic countries and predominantly in Denmark. They represent the idea of constructing large wind farms far out in the sea and placing energy conversion and storage technology such as electrolyzers, ammonia production, and batteries nearby. The concept is novel to the sector and delivers a perspective on post-fossil fuel large-scale energy supply. This article is based on Lüth (2022) and related research, and it reflects and highlights the insights that are of relevance for the development of the Danish energy islands.

The green transition in Denmark is an ambitious process and goal. To achieve 70 pct. emission reduction by 2030 and mostly clean energy latest by 2050, large renewable energy supply capacities need to be built. As part of this plan, the Danish government announced in 2020 that it would support and require the development of two energy islands in the Danish waters of the North and Baltic Seas. These projects are envisioned as contributing with their large capacities to the expansion of renewable generation, bringing energy storage and stabilising market prices. With the current energy supply crisis and market price peaks, such large-scale projects seem a promising tool to stabilise future renewable energy-based systems with the hope to no longer rely as much on fossil resources and trade that may be subject to geopolitical challenges.



ALEXANDRA LÜTH
Postdoctoral Researcher,
Department of
Economics,
Copenhagen Business
School

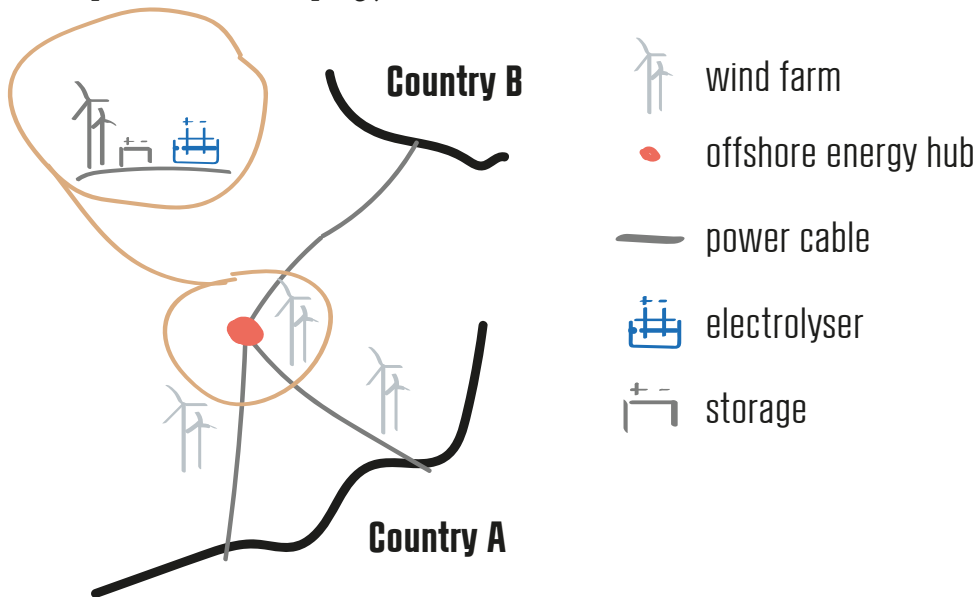
What are energy islands, and what can they deliver?

Traditionally, the energy system in Denmark was developed around large-scale coal or gas-fired power plants that can supply vast amounts of energy in the form of electricity or heat. With the goal to reduce greenhouse gas emissions, Denmark has started to transition its system into a wind- and solar-based system which is accompanied by biomass and biogas technology. This transition in technology started a paradigm shift in the Danish energy supply. Fossil fuel-based power plants operate from a centralised point at a large scale with certain production and variations in fuel prices. Wind and solar technology, however, are small in unit size, located far from demand, produce only when wind or sun are available, and have no fuel costs. Due to their volatility in supply, wind and solar technology must be accompanied by flexible technology. Such flexible technology in a renewable energy-based system will, in the Danish context, mostly be battery storage, thermal storage,

hydrogen, demand-side management, interconnection to surrounding countries with hydropower, and power-to-x technology. The latter describes a concept that produces a variety of products from electricity and amongst others hydrogen. Hydrogen produced from electricity through so-called electrolysis is especially valuable when the electricity is purely from renewable sources because it then serves industry, maritime transport, and long-haul trucking as an alternative to fossil fuels.

Figure 1: A stylised illustration of an energy island. Source: Lüth (2022, p. 19).

In the process of developing joint solutions for emission reduction in the en-



ergy supply industries, renewable solutions that have characteristics of large-scale power plants emerged in the Northern European context as the concept of energy islands suggested by the North Sea Wind Power Hub consortium in 2016.¹ Figure 1 visualises such an energy island project in a stylised way. The energy island projects are planned to evolve in the centre of several offshore wind farms and include the construction of an island-like ground to host further technologies, such as electrolysers, storage, and fuel supply technology. The idea of energy islands describes assembling large-scale offshore wind farms around an artificial hub that hosts storage and power-to-x technology, or in other words is defined as,

”a fully renewable energy resource-based combination of assets that link at least two services, such as electricity generation, interconnection, and offshore storage. These services are relevant to energy system development and operation and foster decarbonisation of the energy sector while preserving the environment.” (Lüth, 2022, p. 19)

The current timeline for the Danish energy islands foresees energy supply starting in 2033. Tenders for wind parks and the construction of a potential

artificial island in the North Sea and space on Bornholm will be announced in early autumn 2023.

Energy islands in their current vision and with the details outlined promise a large supply of renewable electricity and derived fuels. First and foremost, developers envision electrolysis to happen on energy islands. Electrolysers placed on the energy islands can benefit from a cheap and steady supply of electricity from the surrounding offshore wind farms to produce hydrogen. Renewable-based hydrogen is discussed as a suitable and required source of energy to decarbonise heavy industry, maritime transport, and long-haul trucking. Successful construction of large-scale electricity and hydrogen supply hubs, thus, can contribute to abating CO₂ emissions in hard-to-decarbonise sectors.

Secondly, with its suggested locations far out at sea, the wind farms around the islands benefit from stable winds offshore. Through cables connecting the islands to shore, they serve as a link and distributor of renewable energy and become an important asset in interconnecting wind resources as well as several countries. This facilitates market integration to stabilise the inner-European renewable energy supply. Market integration and better interconnection can deliver more stable prices (Li & Mulder, 2021) and help to balance renewable supply across Europe.

How can energy islands be integrated into energy systems and markets?

Energy islands out at sea need to be integrated into the energy system and there are various options to do so. Cable and pipeline connections to exchange electricity and renewable gases are the first to come to mind, but also shipping of renewable fuels produced offshore is a potential way of integration.

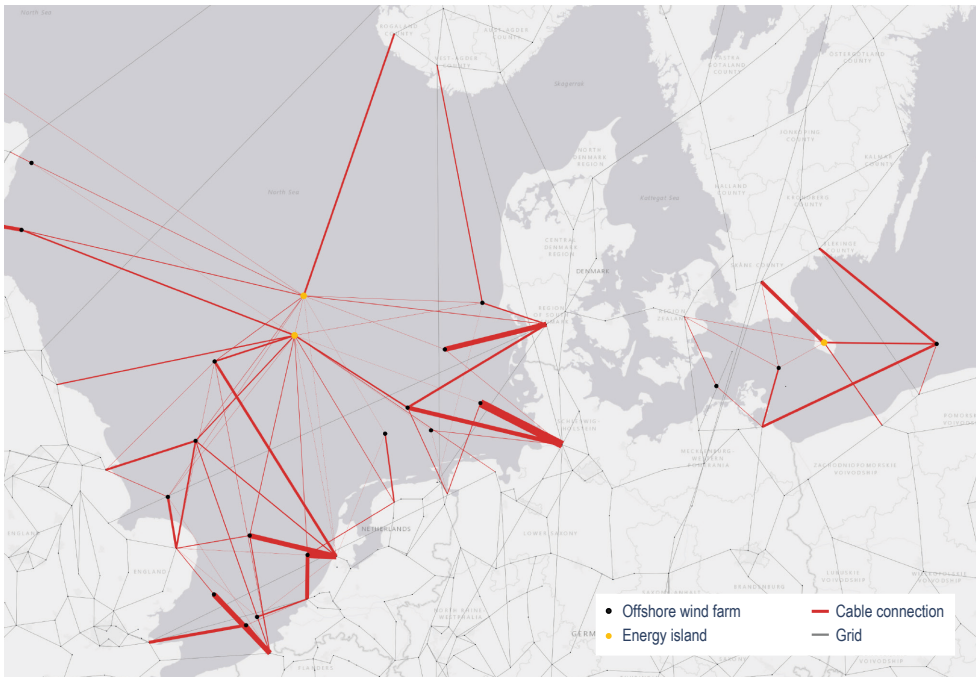
To provide initial insights, in Lüth et al. (2023) we suggest that the system is likely to integrate close-to-shore wind farms and to build electrolysers at small gigawatt sizes close to the links between onshore and offshore electricity cables (so-called landing points) to harvest excess electricity. We also show that energy islands can be integrated with onshore electricity systems via offshore wind farms rather than directly. In this way, they can become importers of offshore wind energy in periods of strong wind and still deliver electricity to onshore systems directly when close-to-shore production is low. This follows a body of literature analysing future connections of wind energy and concluding that combined grid solutions such as Kriegers Flak will become more relevant (see, e.g., Marten et al., 2018). In a further step, energy islands can become an integral part of an offshore grid. Offshore grids can support the efficient use of offshore renewable resources (Strbac et al., 2014) and lead to higher interconnection, which supports fully renewable systems (Schlachtenberger et al., 2017; Spiecker et al., 2013).

While technical system integration needs to stay feasible, the importance of integration with the existing energy system on market design is crucial. Once the technology is placed on the island, it should be used efficiently. Market design often invites investments in some technologies more than others and, thus, drives investment decisions. Currently, prices in Europe are set in zones, which in an ideal case would be designed to reflect bottlenecks as zonal boundaries. Recent debates shed light on the problem that the existing zones may not reflect network constraints well enough (ACER, 2022). With increasing activity offshore and the common approach of integrating wind farms into their home countries' or owner countries' market zones, we would move further from price zones set according to bottlenecks. For energy islands, this could lead to expensive measures to avoid congestion on power cables and impact the value of offshore hydrogen production (Lüth et al., 2022). The value of electrolyzers offshore increases if an energy island constitutes its market zone, i.e., sets a separate electricity price for local production. In many hours, a separate price for the energy islands might lead to lower costs for electrolysis and thus cheaper production of hydrogen. The study by Lüth et al. (2022) also examined whether electrolyzers as technology can contribute to stabilising volatile production from wind and sun by adjusting their level of production to the availability of renewable electricity. Technically, electrolyzers can deliver such services to stabilise production, something they can also do when located on energy islands. However, the use of large-scale electrolyzers solely for the purpose of reacting to the availability of wind energy is not yet a standalone business case.

Looking at the current planning for the European projects, there are notable differences between the industry projects and our recent study. The main difference is the envisioned way of connecting the islands to shore. Whereas we suggest a well-interconnected system with cable connections from the islands via offshore wind farms (Lüth et al., 2023), the current industry visions connect radially between islands and a few market zones that already integrate their offshore wind power. This neglects the possibility of supplying electrolyzers on energy islands with offshore wind energy from sources other than wind farms directly connected to the hub as pictured in Figure 2. The stronger interconnection between offshore assets, energy islands, and shore exhibits a higher usage rate of offshore electrolyzers.

Generally, the first studies show that integrating offshore wind via cable is predominant considering the vast demand for renewable electricity for direct consumption. Energy islands can contribute to this by supplying from the offshore wind but may not be needed if this was their sole purpose. Their envisioned location far out at sea invites some offshore electrolyzers for hydrogen production. This can be further refined to supply ships with ammonia. Currently, projected costs make it reasonably attractive to use the island for such technology (Jansen et al., 2022; Lüth et al., 2023), but there are risks to it—especially due to the lack of mature offshore conversion and storage technology.

Figure 2: Possible integration of the energy islands into the onshore system by connecting offshore installations via wind farms to shore. The size of the line indicates the relative capacity with the largest one being about 6 GW. Source: Lüth et al. (2023, p. 6).



What are the risks connected to energy islands and integrated offshore systems?

The envisioned projects are very ambitious regarding both the timeline and the need for technical innovation. In Lüth (2022, pp. 59–94), I have identified the risks of technical, economic, environmental, and societal character that may drive the development². Overall, there is an indication that immature technology and a lack of economic frameworks for the islands pose the most imminent risk.

The currently envisioned **technology** for energy islands is too expensive to compete with other flexible sources and conventional hydrogen production, and that is mainly due to technological immaturity (Lüth, 2022). A usable technology mix would likely only materialise with higher CO₂ or hydrogen prices or lower technology costs. Offshore electrolyzers and energy islands are a new, untested element to be integrated into energy systems, and this creates a risk. For offshore electrolyzers, we suggest that they are built at moderate sizes and run at capacity factors of 50% (Lüth et al., 2023), whereas Gea-Bermúdez et al. (2023) find that offshore generation is likely to be of negligible importance. The technical infrastructure and cable connection also influence the mode of operation and the availability of electricity for hydrogen production. Besides offshore electrolyser technology, high-voltage direct current (HVDC) cables are a promising technology for offshore settings, but they are

still expensive, need further testing, and are in early topology development stages (Fernández-Guillamón et al., 2019). The aforementioned energy island projects are, however, part of the first large-scale roll-out which makes them generally expensive and challenging. The progress of technology thus influences the system benefits and competitiveness, and in essence, there is a trade-off between electricity and hydrogen supply.

From an **economic** perspective, there are many possible hurdles to the development of energy islands. Although the offshore and hydrogen strategies used by the EU have set the first goals for a fossil-free energy system, there are not yet specific economic frameworks. Bidding zone configurations, an aspect of market design, are relevant for capturing the desired value of conversion, flexibility provision, or hydrogen (Lüth et al., 2022), but the bidding zones need to be set such that technology operators can ensure profitability and network operators cannot exploit congestion rents. Currently, it is assumed that the operation and ownership of offshore grids and assets will be feasible and attractive, but there is no consensus yet on how to successfully implement this in a fast manner. Combined interconnected solutions between different energy carriers are disconnected from the current planning procedures. Currently, the gas and electricity sectors work separately and so do the various national system operators. To achieve an integrated energy system across borders, coordinating efforts must be increased, as suggested by Dedecca et al. (2019), but their failure poses an immense risk.

On the **environmental** side, there is also a risk that energy islands will increase carbon emissions in the short run because of CO₂-intensive construction and the relocation of processes far from demand and existing infrastructure. Marine ecosystems will be exposed to intrusive construction processes if an entirely new infrastructure is built, and the long-term impact cannot be entirely assessed. Yet, the future electricity supply will be highly dependent on available offshore resources to reduce emissions and deliver electricity for clean fuels.

Succeeding in delivering emission reduction through the construction of energy islands can positively impact **society** through health improvements, job creation in renewable energy and around the maritime sector in the Nordics. Currently, the projects are also motivated by onshore acceptance issues and the prospect of more affordable electricity prices in the future. Long-term effects on equity cannot be evaluated at this point—there are indications of welfare-improving character for such international offshore projects (Schlachtberger et al., 2017), but it remains open whether this holds for energy islands, too.

Overall, offshore technology for energy islands must become more affordable and sustainable to satisfy society's desire for just access to cheap electricity. The current radial connections of offshore renewable energy sources and the use of onshore electrolysis may be part of the solution but must be combined

with further conceptual novelties. When we pursue the expansion of offshore wind even farther from the coasts, cost-efficient network extension will develop into a meshed structure at sea. Eventually, offshore electrolysis can play a role in far-away electricity production to supply affordable and clean fuel for hard-to-decarbonise sectors. Yet, the economic framework and the viability of offshore electrolysis are uncertain.

Perspectives on the future role of energy islands

Energy islands are considered a significant milestone in the Danish transition to sustainable energy in the Nordic and Baltic regions. These islands are expected to harness the wind potential at sea to supply electricity, hydrogen, and sustainable fuels. However, the system design, technology mix, and market integration of these islands are not yet clearly defined. Current studies on energy islands have identified the need for further research as the value, benefits, and costs of the islands are influenced by various factors such as the regulatory and policy frameworks, and market integration.

The lack of comparative projects and the need for considering various innovative approaches to energy system transformation mean that it is too early to conclude on the overall benefits of energy islands. However, as projects move toward implementation, the aim is to develop a meshed offshore grid and a technology hub focused on hydrogen, and potentially other conversion technologies. It is preferable to avoid long-distance cables to far-offshore wind farms in favour of offshore hydrogen production. Incorporating large offshore generation facilities within existing market zones would require costly measures to adjust market outcomes to the physical constraints of the power system. Energy islands may facilitate market integration across countries and enhance the interconnection of the involved parties to construct the island. Interconnection has been shown to stabilise the energy systems and belongs to the priority corridors for the electricity grid (European Commission, 2020). The islands also allow for a more cost-efficient way of connection to shore: combined and bundled cables from central offshore locations provide an advantage over many parallel small connections. If the islands include energy storage and conversion, possibilities for energy system integration and emerging synergies can be exploited.

Environmental benefits of energy islands remain unidentified

Moving a step beyond the available findings, there is a lack of sustainability research on the idea of implementing energy islands. The gains provided by large-scale offshore infrastructure for reducing greenhouse gas emissions are challenged by the visions entailing construction-related carbon emissions. Further analysis needs to shed light on the impact of energy islands beyond CO₂ emissions and intrusion through construction and investigate long-term impacts on the energy system and the environment.

Energy islands rely on coordinated planning among international consortia

Like offshore grids, achieving the optimal design of energy islands within an integrated grid structure may not be feasible in the desired shape. Integrated and coordinated planning over a long-time horizon carries uncertainties that are not addressed by any regulation. Projects that need cross-country coordination are difficult, and capabilities and guidance involved in bringing together players from across borders influence the outcome of the project. While an integrated system design that includes well-connected energy islands can offer significant benefits, achieving this ideal scenario requires coordinated planning and construction to ensure the gradual development of large-scale infrastructure and reaching several milestones to achieve the optimal layout. The first obstacle is identifying the ideal location for an energy island, which is a highly politicized issue and may face strong opposition. In addition to geopolitical considerations and interference with national plans, there is a lack of clear guidance on this topic. While some studies have examined offshore grids and market design with high shares of wind power, a smart approach to energy islands has not yet been explored.

There is high financial risk, and sunk investments cannot be precluded

So far, energy island projects are seen as an option without offshore competitors. Risks include financing strategies, the influence of interest rates and cost of capital on immature electrolysis and offshore technology, and uncertainty about the acceptability of supporting such large infrastructure projects. Their onshore counterpart does seem more intuitive: more mature technology, close to demand, and easier to access. To mitigate financial risks and ensure each module can exist if the whole does not materialise, a modular design can improve project outcomes. Tenders and their design are also relevant to the process. Energy islands seem an unattractive space for investments due to their distance to shore and undefined demand, risk of high maintenance cost, and uncertainty on frameworks for operation in coupled markets.

Energy islands suggest following a merely technological solution

Energy island projects are not solely technological but also involve considerations of nature, society, and the international community. However, the recent developments in energy and resource prices and inflation have led to increased costs for implementing energy islands. While many studies on energy islands use energy system modelling, they often fail to reflect or test the interplay among these developments, as well as the social and behavioural components, which is a commonly noted shortcoming (Süsser et al., 2022). The current energy price crisis highlights the need to transition to renewable energy and

reduce resource dependence for energy security. However, energy islands are not a quick solution to achieving affordable and sustainable energy. In times of economic instability, public infrastructure projects like energy islands can either burden or benefit consumers, making it crucial to establish an adequate governance framework to allocate risks among involved actors. Overall, recent studies suggest the value of coordinated, large-scale exploitation of offshore resources but call for a careful reassessment of the role of energy islands under changing paradigms and societal challenges. Energy islands present a centralised, top-down and technology-driven approach. Others argue that concepts for empowering consumers at the household level need to drive the transition (Sousa et al., 2019) and they advocate for a stronger combination of bottom-up and top-down approaches for a successful transition.

A summary of considerations

These considerations arise in part due to the lack of studies and at the same time present research opportunities. There is a need to develop a common framework for the shared region of the North Sea so that everyone can collectively benefit and contribute to the islands, their fuel, and their energy. The main challenges in establishing energy islands relate to policy and regulation, such as determining subsidies, deciding on one or multiple operators for offshore electricity and hydrogen infrastructure, identifying who will pay for the power lines, and defining the offshore generation market. The design of policy and regulation will greatly affect costs, benefits, allocations, and long-term profitability as we enter uncharted territory. And lastly, there is large uncertainty about the future demand for hydrogen that may drive some energy island parts into sunk investments. That said, future research must address the characteristics and design features to identify cost-efficient and valuable characteristics of energy islands.

Notes

1. See North Sea Wind Power Hub: <https://northseawindpowerhub.eu/>
2. This reference contains a table with a more granular survey of the different criteria.

References

- ACER. (2022). *ACER Decision 11-2022 on alternative BZ configurations*. <https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf>
- COWI. (2021). *Cost benefit analyse og klimaaftryk af energioer i Nordsøen og Østersøen*. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/a209704-001_cost_benefit_analyse_endelig_version.pdf
- Dedecca, J.G., Hakvoort, R.A., & Herder, P.M. (2019). The integrated offshore grid in Europe: Exploring challenges for regional energy governance. *Energy Research & Social Science*, 52, 55–67. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.02.003>
- European Commission. (2020). *Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure No 347/2013*. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/revised_ten-e_regulation_.pdf
- Fernández-Guillamón, A., Das, K., Cutululis, N.A., & Molina-García, Á. (2019). Offshore Wind Power Integration into Future Power Systems: Overview and Trends. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(11), 399. <https://doi.org/10.3390/jmse7110399>

- Gea-Bermúdez, J., Bramstoft, R., Koivisto, M., Kitzing, L., & Ramos, A. (2023). Going offshore or not: Where to generate hydrogen in future integrated energy systems? *Energy Policy*, 174, 113382. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113382>
- Jansen, M., Duffy, C., Green, T.C., & Staffell, I. (2022). Island in the Sea: The prospects and impacts of an offshore wind power hub in the North Sea. *Advances in Applied Energy*, 6, 100090. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100090>
- Li, X., & Mulder, M. (2021). Value of power-to-gas as a flexibility option in integrated electricity and hydrogen markets. *Applied Energy*, 304, 117863. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117863>
- Lüth, A. (2022). *Offshore energy hubs as an emerging concept sector integration at sea* (First edition). Copenhagen Business School.
- Lüth, A., Seifert, P.E., Egging-Bratseth, R., & Weibezahn, J. (2023). How to connect energy islands: Trade-offs between hydrogen and electricity infrastructure. *Applied Energy*, 341, 121045. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121045>
- Lüth, A., Werner, Y., Egging-Bratseth, R., & Kazempour, J. (2022). *Electrolysis as a Flexibility Resource on Energy Islands: The Case of the North Sea* (CSEI Working Paper). <https://research.cbs.dk/en/publications/electrolysis-as-a-flexibility-resource-on-energy-islands-the-case>
- Marten, A., Akmatov, V., Sørensen, T.B., Stornowski, R., Westermann, D., & Brosinsky, C. (2018). Kriegers flak-combined grid solution: Coordinated cross-border control of a meshed HVAC/HVDC offshore wind power grid. *IET Renewable Power Generation*, 12(13), 1493–1499. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0792>
- North Sea Wind Power Hub. (2020). *Vision | North Sea Wind Power Hub*. <https://northseawindpowerhub.eu/vision>
- Schlachtberger, D.P., Brown, T., Schramm, S., & Greiner, M. (2017). The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network. *Energy*, 134, 469–481. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.004>
- Sousa, T., Soares, T., Pinson, P., Moret, F., Baroche, T., & Sorin, E. (2019). Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, 367–378. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>
- Spiecker, S., Vogel, P., & Weber, C. (2013). Evaluating interconnector investments in the north European electricity system considering fluctuating wind power penetration. *Energy Economics*, 37, 114–127. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.01.012>
- Strbac, G., Moreno Viegara, R., Konstantelos, I., Aunedi, M., & Pudjianto, D. (2014). *Strategic Development of North Sea Grid Infrastructure to Facilitate Least-Cost Decarbonisation*. Imperial College London. <https://doi.org/10.25561/28452>
- Süsser, D., Gaschnig, H., Ceglarz, A., Stavrakas, V., Flamos, A., & Lilliestam, J. (2022). Better suited or just more complex? On the fit between user needs and modeler-driven improvements of energy system models. *Energy*, 239, 121909. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121909>

Hvordan kan Europa få dækket sit behov for brint?

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

Det forventes, at brint bliver en vigtig brik i den grønne omstilling af det fremtidige energisystem. Brint kan især bidrage til omstilling af industrien samt til at producere brændstoffer til international transport. Denne artikel bygger på en analyse med energisystemmodellen, Balmorel. Der ses på minimering af omkostninger ved at opfylde Europas fremtidige brintbehov enten ved lokal produktion af brint via elektrolyse eller fra naturgas med CCS eller ved at importere brint fra andre steder. Resultaterne viser, at Danmark vil kunne dække den fremtidige nationale brintefterspørgsel samt have mulighed for at eksportere brint i forskellige fremtidige scenarier. Dog er det vigtigt, at vi betragter konkurrencen af brintproduktion baseret på solceller i Sydeuropa.



MARIE MÜNSTER

Professor
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi



**IOANNIS
KOUNTOURIS**

Ph.d.-studerende
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi



**RASMUS
BRAMSTOFT**

Adjunkt
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi

Introduktion

Klimaforandringer og forsyningssikkerhedskrisen i forbindelse med krigen i Ukraine giver et behov for at foretage hurtige, koordinerede og konsistente handlinger for at sikre en hurtig og omkostningseffektiv grøn omstilling. Grøn brint¹ fra elektrolyse kan komme til at spille en rolle i fremtidens energisystem ved at bidrage til indirekte elektrificering af energisektorer, hvor det ikke er muligt eller rentabelt at elektrificere direkte. Grøn brint kan derfor blive brugt i dele af industrien eller til at producere brændstoffer til den tunge transport. Grøn brint kan derudover bidrage til at integrere en større andel af vedvarende energi gennem fleksibelt forbrug og lagring, hvilket kan øge forsyningssikkerheden og mindske afhængigheden af import fra andre lande.

Europa-Kommissionen har løbende opdateret EU's strategi for vedvarende brint siden den oprindelige lancering af initiativet "Clean Energy for all Europeans" i november 2016 (Commission, 2019) med en række stadig mere ambitiøse mål. "Fit-for-55"-forslaget i juli 2021 har fastsat et mål på at opnå en europæisk produktion på 6,7 millioner tons grøn brint inden 2030 (Commission, 2020). I maj 2022 blev det mål opdateret med de seneste "REPowerEU"-kommunikationstiltag som svar på den globale krise på energimarkedet. Målet er at mindske afhængigheden af fossile brændstoffer fra Rusland og fremskynde overgangen til vedvarende energikilder i Europa (Commission, 2022). Målet for 2030 er nu fastsat til 10 millioner tons europæisk brintproduktion og yderligere 10 millioner tons import, hvilket vil kræve omkring 100 GW elektrolyse. Flere og flere EU-lande annoncerer nationale strategier for elektrolysekapacitet i 2030 (Hydrogen Europe, 2022). Disse strategier afspejler

nationale ambitioner og politiske beslutninger primært frem mod 2030 – men der mangler derfor stadig sammenhængende energiplaner for udbygningen af brint på tværs af landegrænser i et europæisk perspektiv

I en dansk kontekst blev der i 2022 lavet en Power-to-X aftale, der satte en ambition om 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. I mellemtiden er der udmeldt planer om mere end 10 GW elektrolysekapacitet i Danmark fra virksomheders side – hvilket understreger en stor interesse fra industrien. En af drivkræfterne er det danske potentiale for udbygning med havvind, men spørgsmålet er, om produktion af brint i Danmark er konkurrencedygtigt med produktion andre steder i Europa eller import fra Nordafrika?

På trods af de ambitiøse planer er der ikke fastlagt en konsistent plan for, hvordan brintproduktionen kan optimeres i et sammenhængende europæisk energisystem. Der er derfor flere elementer, som bør betragtes samtidig, når scenarier for, hvordan Europa kan få dækket deres brintbehov skal analyseres. Videnskabelige studier udført for industrien giver nye indsigter i fremtidens rolle for brint og en sammenhængende brintinfrastruktur, men hidtidige analyser har følgende mangler:

- Der er udført nationale visioner og strategier fra operatører af gas- og el-transmissions systemet (TSO'er), men der mangler et internationalt perspektiv, som kan påvirke udviklingen af brint samt behovet for import eller eksport for det pågældende land (Wang et al., 2019; Wang et al., 2021; Jens et al., 2021; Rossum et al., 2022).
- Der fokuseres kun på, hvordan man opnår målet i et bestemt slutår, f.eks. 2050, men ikke på hvordan energisystemet omstilles (Caglayan et al., 2021; Neumann et al., 2022).
- Der analyseres kun brint produceret via elektrolyse og dermed ikke muligheden for at benytte blå brint produceret fra naturgas og CCS (Durokovic et al., 2023; Walter et al., 2023).
- Der analyseres udelukkende brint uden samspillet mellem elektricitets- og brintsektorerne og varmesektoren (Walter et al., 2023; Nunez-Jimenez et al., 2022; Lux et al., 2022)
- Der fokuseres kun på et bestemt land eller en bestemt region og hele brintproduktion, -efterspørgsel og -infrastruktur i det samlede europæiske perspektiv er dermed ikke inkluderet (Durokovic et al., 2023; Gea-Bermudez et al., 2023; TransnetBW, 2022)
- Endelig tager ingen af de tidligere optimeringer af sektorkoblede systemer højde for mulighederne af import af brint fra lande uden for Europa, og dermed analyserer de ikke, hvilken påvirkning det vil kunne have på den fremtidige udbygning af brintinfrastruktur.

Vores analyse i denne artikel vil hjælpe politiske beslutningstagere og interessenter til at kunne udvikle en konsistent energiplan for brintproduktion og -infrastruktur i fremtiden. Endvidere vurderer vi de regionale forskelle mellem, hvor det er billigst at udnytte vedvarende ressourcer til at producere

brint. Vores analyse ser på, hvor meget elektrolyse- og vedvarende energi-kapacitet, der er nødvendig for selvforsyning med brint samt mulighederne for at udbygge en brintinfrastruktur.

I det følgende vil vi give svar på følgende spørgsmål. Vil man i Danmark kunne sikre en konkurrencedygtig produktion og eksport af brint – og under hvilke betingelser? Hvor vil det være rentabelt at producere brint i fremtiden, under hensyntagen til synergier og interaktioner på tværs af hele energisystemet? Hvilken rolle vil henholdsvis blå og importeret brint spille? Og kan Europa blive selvforsynende med grøn brint?

Til analysen anvendes en sektorkoblet europæisk energisystem model, hvor der tages højde for udbygning af brintinfrastruktur på tværs af landegrænser. Modellen forsøger at minimere de samlede investerings- og driftsomkostninger for den grønne omstilling af det europæiske energisystem. Vi kobler modellen med en brintomkostningsoptimeringsmodel (LCOH) for at estimere fremtidige grønne brintimportmængder baseret på tredjelands eksportstrategier.

Metode

Energisystemmodellering

Energisystemet er komplekst, og energisektorer vil i stigende grad blive mere integreret i fremtiden. Derfor er det vigtigt, at vi tager hensyn til synergierne på tværs af energisektorer, når vi analyserer scenarier for fremtidens energisystem. Energisystemmodellering er en metode, der benyttes til at give indsigt i fremtidsscenarier for den grønne omstilling af energisystemet, energimarkeder eller konsekvenser af forskellige regulatoriske rammer for energiområdet. Derfor er energisystemmodellering en anerkendt metode, som benyttes i vid udstrækning af forskningsinstitutioner, energiselskaber samt for interesse eller politiske organisationer.

Energisystemmodellen Balmorel

I vores analyse benytter vi en energisystemmodel, der hedder Balmorel. Balmorel kan bruges til at identificere sammensætningen af energiteknologier og infrastruktur, der behøves for at kunne møde energiefterspørgslen for alle energisektorer. Balmorel kan dermed vise os, hvilke teknologier og energiinfrastruktur der kan investeres i for at opnå en omkostningseffektiv omstilling af energisystemet.

Brint og sektor kobling i Balmorel

Balmorel dækker de vigtigste energisektorer (dvs. elektricitet, varme (både fjernvarme, industri og individuel opvarmning) og transport) og energibærere (dvs. elektricitet, varme, brint, og syntetiske brændstoffer), hvilket giver mu-

lighed for en helhedsanalyse af det nuværende og fremtidige sektorkoblede energisystem.

Brint kan bruges til forskellige formål, f.eks. 1) direkte i industri-, bolig- eller transportsektoren eller som spidsenergiproduktion, 2) producere flydende PtX-brændstoffer eller 3) producere syntetisk metan, som kan erstatte naturgas.

I Balmorel er efterspørgslen for direkte brint i industri-, bolig- og transportsektoren samt efter flydende PtX-brændstoffer for lande i Europa defineret ud fra et scenarie. Ydermere identificeres behovet for at bruge brint til elektricitet af modellen. Brint kan fremstilles via forskellige veje, som alle er repræsenteret i Balmorel, hvor den mest fremtrædende er 1) via elektrolyse (grøn brint), 2) ved hjælp af Steam-Methan-reforming (SMR) (grå brint) og 3) ved hjælp af SMR med CCS (blå brint). Derudover er der i en europæisk kontekst inkluderet muligheder for at importere brint fra Algeriet, Tunisien, Marokko og Ukraine. Fra produktionsanlæggene kan brint lagres og transporteres via en ny brint-transmissionsinfrastruktur til dets anvendelsessted, f.eks. direkte forbrug eller syntetiseret til PtX-brændstoffer. Balmorel er blevet videreudviklet til at inkludere investeringsmuligheder i ny brintinfrastruktur, herunder både brintrørledninger og lagerfaciliteter. Ligeledes er brugen af den nye brintinfrastruktur optimeret af modellen.

Data

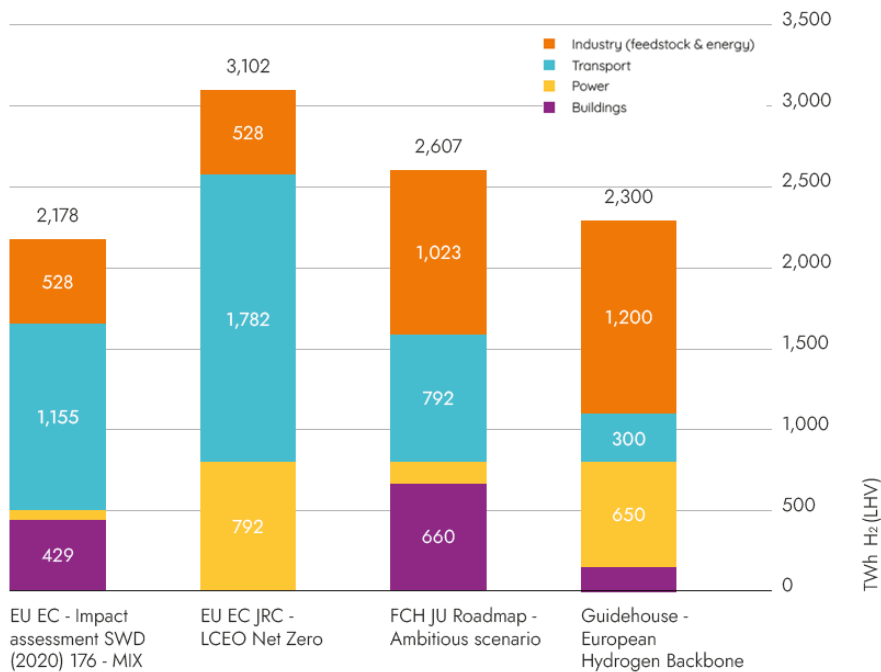
Fremtidig brint efterspørgsel

Der er stor usikkerhed om, hvor stor den fremtidige efterspørgsel efter brint vil være i Europa. Forskellige studier estimerer en efterspørgsel i 2050 på mellem ca. 2000 og 3000 TWh, se Figur 1. Industriens efterspørgsel forventes at være 500-1200 TWh, mens den forventede efterspørgsel fra transport, elproduktion og opvarmning af bygninger er meget usikre.

I det følgende tages der udgangspunkt i European Hydrogen Backbones studie, dog uden anvendelse til opvarmning, da det forventes, at opvarmning med fjernvarme eller varmepumper vil være billigere. Derudover optimeres anvendelsen af brint til elproduktion internt i modellen, og dermed tvinger vi ikke modellen til at bruge 650 TWh-brint til elproduktion.

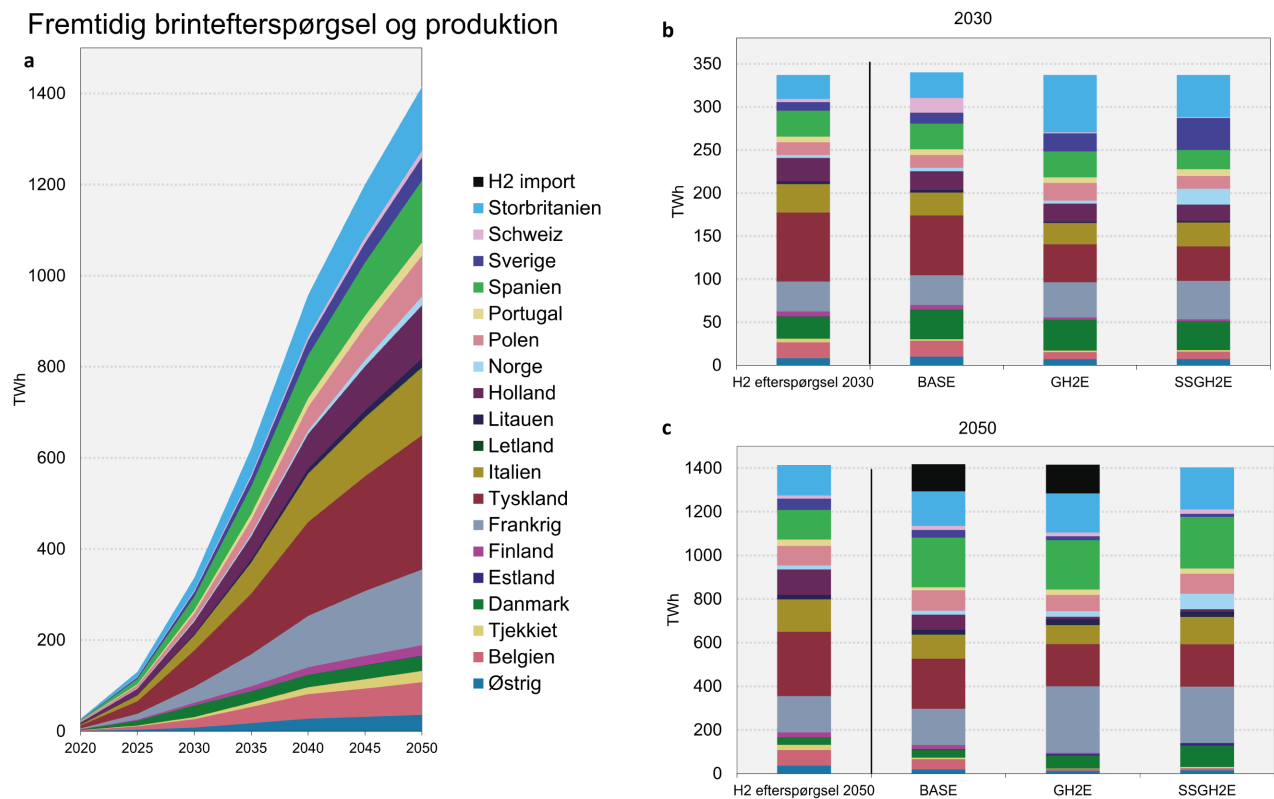
Efterspørgslen efter brint vil variere på tværs af lande og afhænge af den eksisterende industri samt andelen af tung transport (lastbiler, skibe og fly aktivitet), jf. Figur 2a. Generelt forventes en stor stigning i brintefterspørgslen i alle lande, men mest i Tyskland, Frankrig og Italien, jf. Figur 2a.

Figur 1: Europæiske brintforbrug i 2050 (Wang et al., 2021)



Source: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, June 2021

Figur 2. Brintefterspørgsel (a) og produktion i 2030 (b) og 2050 (c) fordelt på lande



Beregningsforudsætninger

For at udføre de langsigtede analyser af fremtidens energisystem benyttes en lang række beregningsforudsætninger. I det følgende har vi lavet en tabel, som henviser til nogle af de vigtigste beregningsforudsætninger samt henviser til de specifikke kilder for yderligere informationer.

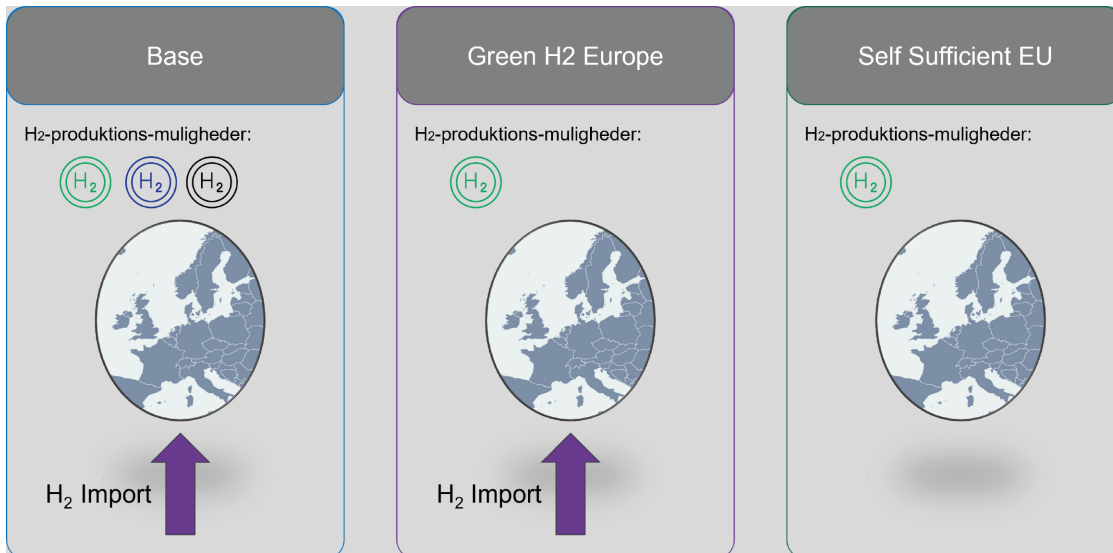
Tabel 1: Teknisk-økonomiske data for brintteknologier og –net

Parameter	Beskrivelse og henvisning til kilder
Data for teknologier og infrastruktur	Data vedrørende teknologier er generelt fra Energistyrelsens Teknologikataloger (Danish Energy Agency, 2020). Data vedrørende brintnet er fra European Hydrogen Backbone (Jens et al., 2021). Øvrige data kan findes i Gea-Bermúdez et al. (2022).
Muligheder for at importere brint samt prisen for import af brint	Potentielle importpriser fra Nordafrika og Østeuropa er beregnet baseret på vedvarende energipotentialer og afstande. Potentialer for import af brint er baseret på estimater fra European Hydrogen Backbone. Der antages for 2050: 375 TWh via Italien, 115 TWh via Spanien og 100 TWh via Tjekkiet.
Potentialer for udbygning af vedvarende energi i forskellige lande	Potentialer for udbygning af vedvarende energi er valideret på tværs af en række studier (Atlite: F Hofmann et al., 2021, TransnetBW 2022, ENSPRESSO: Ruiz et al., 2019).
Produktionsprofiler for vind og sol	Produktionsprofiler for vind og sol er genereret af CORRES-modellen (DTU Wind and Energy Systems).
Potentialer for at lagre brint i undergrunden (i saltkaverner)	Potentialer er baseret på Gaglayan et al. (2020).
Udbygning af eltransmission	Udbygning af el-transmission er baseret på TYNDP 2030 "Ambitious" scenarie med mulighed for investering i yderligere transmissionskapacitet efter 2030.
Brændstofpriser	Brændselspriser (fossile og biomasse) er fra World Energy Outlook NZE-scenariet.
CO2-kvotepri	Der antages en CO2-kvotepri på 140 €/ton for 2030, stigende til 250 €/ton for 2050 (World Energy Outlook NZE-scenariet).
Diskonteringsrente	Der antages en diskonteringsrente på 4%.
Tidsaggregering og repræsenterede simuleringsår	Simuleringen foretages med 5 års-intervaller fra 2020 til 2050 for et år af gangen. Med hensyn til tidsaggregering anvendes syv uger med 24 tidsskridt per uge. De udvalgte tidsskridt er valideret i Gea-Bermúdez (2022).

Fremtidsscenarier

For at udforske fremtidens produktionen af brint samt behovet for en europæisk brintinfrastruktur, har vi opstillet tre forskellige scenarier, som er illustreret i Figur 3.

Figur 3. Tre forskellige fremtidsscenarier



- 1) BASE, hvor både grå, blå og grøn brint (europæisk og importeret) tillades.
- 2) GH2E, hvor grå og blå udelukkes.
- 3) SSGH2E, hvor der heller ikke tillades import af brint til Europa.

GH2E kan begrundes i et ønske om at være mere uafhængige af naturgas, fordi der stilles spørgsmål ved bæredygtigheden af blå brint, eller fordi der kommer en høj naturgaspris. For SSGH2E kunne selvforsyning og uafhængighed af import være argumenter for at nedprioritere import af brint fra bl.a. Nordafrika. Medmindre der kommer en høj naturgaspris, så gælder det for begge scenarier, at der skulle politiske tiltag til at bremse udnyttelsen af blå eller importeret brint eller tilsvarende promovning af grøn brint.

Resultater

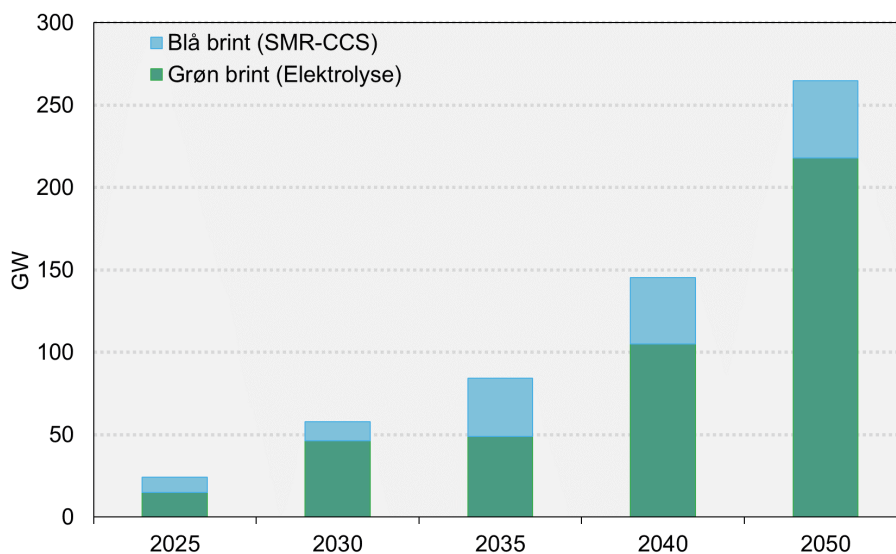
Vores beregninger i BASE-scenariet viser, at hvis man tillader alle typer af brintproduktion samt import, vil Tyskland i 2030 være den største producent af en blanding af grøn og blå brint, efterfulgt af Frankrig og Danmark, som primært vil producere grøn brint. Produktionen sker i høj grad i de lande, hvor der er høj efterspørgsel, men den højeste eksport sker fra Schweiz og Danmark. I Schweiz sker den primære produktion af blå brint. Det er værd at bemærke, at resultaterne viser, at der ikke forekommer nogen produktion af grå brint i Europa. I 2050 vil Tyskland igen kunne producere mest, mens Spanien også producerer grøn brint på samme niveau som Tyskland, dog primært baseret på strøm fra solceller. I BASE-scenariet for 2050 ser vi en import af brint fra Nordafrika og Østeuropa til Europa. Derudover viser vores resultater også, at Spanien er den største eksportør af brint indenfor Europa.

Figur 4 viser kapaciteten for anlæg til at producere grøn og blå brint frem mod 2050 i BASE-scenariet. Udbygningen af elektrolyse sker kraftigt mellem 2025-

2030 og igen i 2040-2050. I BASE-scenariet ser vi, at der investeres i kapacitet til at producere blå brint i 2035. Dette skyldes en kraftig stigning i brintefterspørgslen, samtidig med at de bedste potentialer for vedvarende energi nær forbruget er udnyttet, og at naturgassen har en forholdsvis lav pris. Forløbet illustrerer den potentielle fare ved, at blå brint et enkelt år er billigere end grøn, hvorefter der investeres, og man er bundet til investeringen i resten af anlæggenes levetid. På trods af at produktionen af blå brint øger det samlede naturgasforbrug, så overstiger det samlede forbrug af naturgas ikke på noget tidspunkt den eksisterende europæiske produktion, inklusive Norge.

I BASE-scenariet findes en elektrolysekapacitet på 217 GW, i GH2E 368 GW (70% højere) og i SSGH2E 424 GW (91% højere). EU-Kommissionen har et mål om at nå 450 GW elektrolysekapacitet i 2050, hvilket kunne understøtte et mål om at være selvforsynende med grøn brint.

Figur 4: Elektrolyse- (grøn brint) og SMR-CCS (blå brint)-kapacitet i forskellige år i BASE-scenariet



I GH2E-scenariet, hvor der kun produceres grøn brint, vil England i 2030 være den største producent af grøn brint primært baseret på vindenergi, efterfulgt af Tyskland (vind og sol), Frankrig (primært sol) og Danmark (primært vind). Primære eksportører er England, Sverige og Danmark. I 2050 vil Tyskland og Spanien være de største producenter efterfulgt af Frankrig, England og Italien, mens de største eksportører er Frankrig og Spanien. Selvom der er mulighed for at importere brint til Europa, så finder vi, at importkapaciteten kun udnyttes lidt over 20% i begge import scenarier (BASE og GH2E).

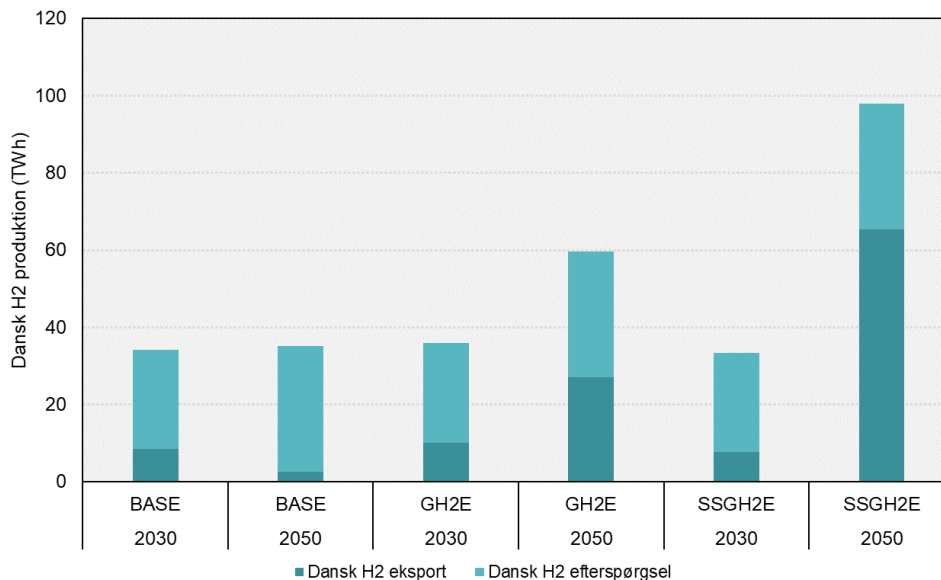
I det sidste scenarie (SSGH2E) ses på en situation, hvor der produceres grøn brint, men hvor import af brint ikke tilladt. Her vil produktionen i 2030 være højere i Sverige sammenlignet med en situation, hvor import tillades. Men ellers er de største producenter af grøn brint stadig England, Tyskland, Frankrig og Danmark. Norge, som forudsættes at have en lav efterspørgsel efter brint,

er nu med blandt de største eksportører af grøn brint (baseret på vand- og vindenergi), og Frankrig bliver også en af de største eksportører, mens billedet ikke ændrer sig for de øvrige lande. I 2050 er Spanien og Frankrig de største eksportører af grøn brint, primært baseret på solcellestrøm, derefter kommer Danmark, England og Norge (alle primært vind baseret).

Hvis Europa skal producere brint nok til at imødekomme den stigende efterspørgsel, vil det være billigst at producere både grøn og blå brint samt at importere brint. Meromkostningen ved kun at producere grøn brint er dog begrænset til kun 2%, mens meromkostningen er på 3%, hvis man heller ikke tillader import.

Ser man på produktionen af brint i Danmark i Figur 5, så er den stabil over tid i BASE (ca. 35 TWh), men den stiger i både GH2E (til 60 TWh, hvoraf ca. 30 TWh er eksport) og SSGH2E (til næsten 100 TWh, hvoraf ca. 65 TWh er eksport). For både GH2E og SSGH2E gælder det, at udbygningen af grøn brintproduktion baseres på udbygning med havvind (hhv. 20 GW og 24 GW). I forhold til elektrolysekapaciteterne i Danmark har vi implementeret 6 GW, som følger den danske målsætning på 4-6 GW i 2030. I 2050 vil kapaciteterne for elektrolyse udvikles i GH2E og SSGH2E til hhv. 13.6 GW og 14.7 GW, men BASE-scenariet finder 7 GW i Danmark. Til sammenligning finder Energinet i deres seneste analyse lidt højere eksportmuligheder med 79 TWh til eksport, og endda op til omkring 100 TWh eksport.

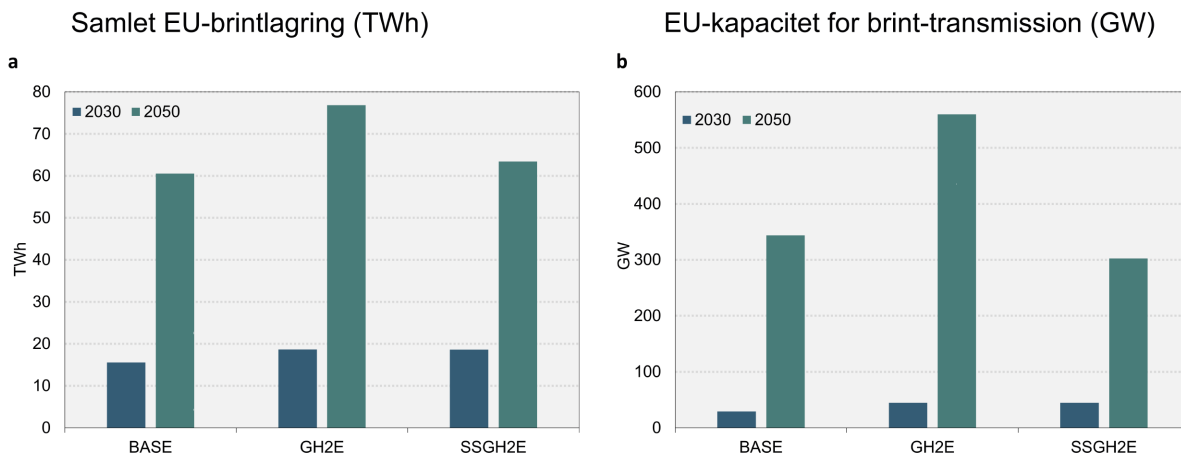
Figur 5: Dansk produktion af brint (TWh)



I alle scenarier ses en markant udbygning af storskala-brintlagring (i saltkaverner) og brintnet som vist i Figur 6. I analysen betragter vi de tekniske potentialer for at lagre brint i stor skala samt vurderer, hvorvidt de eksisterende naturgasnet vil kunne konverteres til brint, eller om nye net vil skulle etableres. Gevinsten ved storskala-lagring af brint er, at det kan aflaste behovet for

brintnet i de områder, hvor de kan etableres, som fx Spanien, Tyskland og Danmark. For brintnet findes de største kapaciteter i GH2E-scenariet, hvor der også er stor import af brint gennem Italien samt en stor handel af brint over grænserne i Europa. I BASE produceres mere brint lokalt ved en kombination af elektrolyse og SMR-CCS (blå brint), mens der i SSGH2E ikke tillades import udefra og derfor er behovet for brintnet mindre. Brintlagrene ligger på mere sammenlignelige niveauer, men har dog også de højeste kapaciteter i GH2E.

Figur 6: Brintlagre (tv) og brintnet (th) i de forskellige scenarier i 2030, 2040 og 2050



Analysen illustrerer behovet for udbygning af brintinfrastruktur i en europæisk kontekst, inklusive behovet for at planlægge og koordinere på tværs af landegrænser. I praksis kan det være svært at opnå accept og organisering af en så substantiel udbygning af infrastruktur og vedvarende energi-anlæg. Dette understreger betydningen af at komme i gang med det samme, hvis vi ønsker at blive uafhængige af blå brint (og dermed et højt naturgasforbrug og usikre priser) eller af import fra Nordafrika eller Østeuropa.

Nogen af de primære usikkerheder i forbindelse med analysen er forventninger til de fremtidige brintefterspørgsler. Derudover er den fremtidige naturgaspris højst usikker. I dette studie har vi anvendt en relativt lav pris, jf. IEA's forudsætninger. Bliver priserne for naturgas højere, vil vi nærme os GH2E-scenariet, da produktionsprisen for grøn brint vil udkonkurrere blå og grå brint, som er produceret fra naturgas. En yderligere usikkerhed er de fremtidige elektrolyseomkostninger. I denne analyse har vi efter dialog med PtX-industrien valgt forsigtige antagelser baseret på Odenweller et al. (2022). Havde vi anvendt de mere optimistiske tal fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Danish Energy Agency, 2020), ville BASE minde mere om GH2E-scenariet.

Fremtidige analyser kunne med fordel inkludere en mere detaljeret modellering af konvertering af naturgasinfrastrukturen, som vi kender den i dag til brintinfrastruktur, som den kan være i fremtiden. Derudover ville det være

interessant at analysere eventuelle fordele ved at være "first movers", fx med en brintledning til Tyskland. Endelig ville det være interessant at analysere, hvor PtX-anlæggene bedst ville kunne placeres i fremtiden, når vi betragter lokale biomasse og CO₂-ressourcer.

Konklusion

Analysen viser et stort potentiale for produktion af brint i periferien af Europa (hovedsageligt i syd) for at sikre brintforsyning til Vest- og Centraleuropa, hvor det primære forbrug forventes at være til industrisektoren. Det vises, at det kun vil være 2% dyrere at bygge og drive et system, der er uafhængigt af grå og blå brint, og det kun vil være 3% dyrere, hvis systemet også skal være uafhængigt af brintimport fra Nordafrika og Østeuropa. Selvom der er mulighed for import af brint, udnyttes kun omkring 20% af potentialet i 2050.

Adgang til blå brint og import af brint til EU har stor betydning for Danmarks produktion og eksport. I alle scenarier vil Danmark eksportere, og Danmarks eksport af brint vil være størst med 65 TWh, hvis man kun satser på grøn brint i Europa og ikke tillader import fra Nordafrika og Østeuropa. De største eksportører kan forventes at blive Spanien og Frankrig i 2050. Dette vil dog forudsætte en substantiel udbygning med solcelleproduktion. I BASE-scenariet er der en risiko for at blive låst fast i en afhængighed af blå brint omkring 2035, hvor det er billigere at bruge naturgas og investere i SMR-CCS-anlæg tæt på forbrug end at investere i vedvarende energi og elektrolyse, samt el- eller brint transmission.

Analysen viser et stort potentiale for et nyt brintmarked baseret på en udbygning med brintnet og -lagre. Især, ved at udnytte muligheder for at konvertere den eksisterende naturgasinfrastruktur (både net og lagre) til en ny brintinfrastruktur. Den største udbygning af brintnet i 2050 findes i scenariet, hvor der både er stor samhandel med brint mellem de europæiske lande samt en stor import af brint udefra.

Noter

1. Udtrykkene "grøn", "grå" og "blå" brint afspejler den teknologispecifikke produktion. Grøn brint produceres ved elektrolyse ved brug af vedvarende eller kulstoffattig elektricitet. Grå kommer fra dampreformering af naturgas (SMR). Blå er som grå, men med kulstofopsamling og -lagring (CCS).

Referencer

- Danish Energy Agency, Technology data (2020).
- European Commission, Clean energy for all Europeans (2019).
- European Commission, Fit for 55 (2021).
- European Commission, REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition (2022).
- Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor, Tech. Rep. (2022).
- A. Wang, K. Leun, D. Peters, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – How a dedicated Hydrogen infrastructure can be created, Tech. Rep. (2019).
- A. Wang, J. Jens, D. Mavins, M. Moultak, M. Schimmel, K. Leun, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Tech. Rep. (2021).
- J. Jens, A. Wang, K. Leun, D. Peters, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – Extending the European Hydrogen Backbone, Tech. Rep. (2021).
- R. Rossum, J. Jens, G. Guardia, A. Wang, L. Kuhnen, M. Overgaag, European Hydrogen Backbone – A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES, Tech. Rep. (2022).
- D. G. Caglayan, H.U. Heinrichs, M. Robinius, D. Stolten, Robust design of a future 100% renewable european energy supply system with hydrogen infrastructure, International Journal of Hydrogen Energy 46 (57) (2021).
- Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A., & Stolten, D., Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 45(11) (2020)
- F. Hofmann, J. Hampp, F. Neumann, T. Brown, J. Hörsch, Atlite: a lightweight Python package for calculating renewable power potentials and time series, Journal of Open Source Software (2021)
- F. Neumann, E. Zeyen, M. Victoria, T. Brown, Benefits of a Hydrogen Network in Europe, pre-print. (2022).
- G. Durakovic, P. C. del Granado, A. Tomasgard, Powering Europe with North Sea offshore wind: The impact of hydrogen investments on grid infrastructure and power prices, Energy 263 (2023).
- V. Walter, L. Göransson, M. Taljegard, S. Öberg, M. Odenberger, Lowcost hydrogen in the future European electricity system – Enabled by flexibility in time and space, Applied Energy 330 (2023).
- A. Nuñez-Jimenez, N. De Blasio, Competitive and secure renewable hydrogen markets: Three strategic scenarios for the European Union, International Journal of Hydrogen Energy 47 (84) (2022).
- B. Lux, G. Deac, C.P. Kiefer, C. Kleinschmitt, C. Bernath, K. Franke, B. Pfluger, S. Willemsen, F. Sensfuß, The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany, Energy Conversion and Management 270 (2022).
- J. Gea-Bermúdez, R. Bramstoff, M. Koivisto, L. Kitzing, A. Ramos, Going offshore or not: Where to generate hydrogen in future integrated energy systems?, Energy Policy 174 (2023).
- P. Ruiz, W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, A. Camia, C. Thiel, C. Hoyer-Klick, F. Dalla Longa, T. Kober, J. Badger, P. Volker, B.S. Elbersen, A. Brosowski, D. Thrän, ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials, Energy Strategy Reviews 26, (2019).
- TransnetBW, ENERGY SYSTEM 2050 – Towards a decarbonised Europe, Tech. Rep. (2022).
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G.F., Jensterle, M., & Luderer, G. Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Nature Energy, 7(9), 854-865 (2022).

Appendix

Data for brintteknologier og -infrastruktur, som er en vigtig del af beregningsforudsætningerne:

Balmorel er en teknologirig model, der anvender data såsom omkostninger, effektiviteter og livstid for de mulige konverterings- og lagringsteknologier, samt for konvertering og etablering af nye net. I Tabel 2 vises antagelser for de anvendte brintteknologier og -net. Data vedrørende teknologier er generelt fra Energistyrelsens Teknologikataloger (Danish Energy Agency, 2020). Data vedrørende brintnet er fra European Hydrogen Backbone (Jens et al., 2021). Øvrige data kan findes i Gea-Bermúdez et al. (2022).

Tabel 2: Teknisk-økonomiske data for brintteknologier og -net

Technology	Parameter	Value (2050)	Unit
<i>Water Electrolysis</i>	Investment	500	€/KW
	Efficiency	0.74	Per unit
	Lifetime	35	years
	FOM	2	%
<i>Steam methane reforming (SMR)</i>	Investment	570	€/KW
	Efficiency	0.70	Per unit
	Lifetime	25	years
	FOM	5	%
<i>Steam methane reforming with carbon capture (SMR – CCS)</i>	Investment	1019	€/KW
	Efficiency	0.7	Per unit
	Lifetime	25	years
	FOM	5	%
	Carbon capture rate	0.90	%/MWh
<i>Hydrogen pipeline (repurposed)</i>	Investment	88.15	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (repurposed – submarine)</i>	Investment	120.00	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (new)</i>	Investment	263.07	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (submarine-new)</i>	Investment	450.76	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen storage (steel tank)</i>	Investment	20.58	€/KWh
	Lifetime	30	years
	FOM	1	%
<i>Hydrogen storage (underground)</i>	Investment	1.11	€/KWh
	Lifetime	100	years
	FOM	1	%

Energy Poverty During the Energy Crisis

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

The energy crisis in the post-pandemic era seems to add new dimensions to energy policy in many developed countries. The spectrum of factors determining energy poverty ranges from sociological to psychological issues, far beyond economics. Ukraine- Russia war proved that even international relations could determine the number of households with difficulty accessing energy services properly. Thus, Denmark seems to be among those countries facing energy poverty because of the non-domestic economic factors but escalating global energy prices. This paper elaborates on this issue and develops policy suggestions to tackle Denmark's energy poverty.

1. Introduction

The academic and political communities have recently become interested in energy justice and poverty. These terms indicate a global problem requiring immediate attention. According to Eurostat, approximately 8 percent of the EU population (35 million citizens) cannot heat their homes adequately. The Pandemic and Ukraine War escalated energy prices which likely worsened the problem because of the decreasing energy affordability for many EU citizens¹. The problem is particularly severe in Central and Eastern European countries, where high energy prices, low-quality housing stock, and low incomes combine to create a significant burden for vulnerable households (Byrnes and Pickering, 2019). On a broader scale, the 2018 IEA World Energy Outlook reports that 13% of the world's population (1 billion people mainly in Africa and South Asia) has no access to electricity, and "40% of the world population lack access to clean cooking facilities worldwide, relying instead on solid biomass, coal or kerosene as their primary cooking fuel"². These statistics indicate how serious the situation is. The problem is an accumulated outcome of low income and poverty conditions, energy dependency on other countries, lack of infrastructures in less developed countries, energy-inefficient homes, and failures in energy efficiency. Global warming and climate change have worsened the situation because the fossil fuel-based energy mix is the major contributor to climate change through the emission of greenhouse gases into the atmosphere and, thus, the alleviation of energy poverty is considered the increase in energy demand and more additions to the emissions (Chakravarty and Massimo, 2013). There is a dichotomy here. The lack of energy access is a problem, but the increase in emissions due to the alleviation of it is another. Therefore, the climate change mitigation and adaptation process should be managed through just transition policies to prevent the economic changes that could result in increased social inequality³, strikes or civil unrest, and



RAMAZAN SARI
Professor
DTU Management,
Department of
Technology,
Management
and Economics



**PROFESSOR
XIAOBING ZHANG**
Assistant Professor
DTU Management, De-
partment of
Technology,
Management and
Economics

reduced market productivity and competition. To support a just energy transition, energy poverty and justice have been the target of energy efficiency, decarbonization, and clean energy policies. Energy justice and energy poverty are two emerging problems during the transition that require attention to lessen the burden on those in need or to equally distribute the risk and burdens of climate change and energy transition. These facts put energy in general and energy poverty in particular in the center of SGD1, SDG7, and SDG 10 of the UN 2030 goals.

Jenkins et al. (2018) define energy justice as a term that "conceptualizes a world where all individuals, across all areas, have safe, affordable, and sustainable energy". On the other hand, energy poverty is generally defined as the lack of affordability or of access to basic energy services to meet one's most common needs, such as lighting, cooking, heating, and cooling (Day, Walker, and Simcock, 2016). The basis for this definition comes from the justice issue that has been discussed in energy and environment literature (see Ulucak, Sari, Erdogan, and Castanho, 2021 for a review). One of the key points in both poverty and justice issues in energy research is the *affordability* of energy (Sovacool et al., 2017). Affordability refers to the economic ability to pay for energy services, such as cooking, heating, and other basic living expenses. Therefore, affordability mainly depends on the prices of goods and services and income. The change in prices and income will affect affordability. The wars and conflicts strain the energy supply through production and distribution, which usually increase the prices, as we have been observing during the pandemic and war in Ukraine.

Disruptions to global energy supply chains and damage or the potential of damage to the energy infrastructure due to the conflict may lead to price spikes and price volatility in global and national energy markets. In turn, the price volatilities and increases can have a cascading effect on economies in general and households, in particular (Arezki et al., 2011), leading to an increase in energy poverty and a worsening of already-existing social and economic inequalities.

Since there is no "one for all" solution to energy poverty, the national government policies may have a similar goal that can be achieved by different strategies due to the differences in countries' energy systems. For instance, countries with abundant renewable resources may consider increasing the production of renewables as the solution for energy-poor households, and some others may view financial support to vulnerable households or retrofitting of homes. Therefore, it is vital that governments develop policies and implement programs aligned with the available energy sources to reduce the vulnerability of energy markets and to reduce energy poverty, nowadays driven by war. As the EU is committed to tackling energy poverty and protecting vulnerable consumers, the reduction and mitigation of energy poverty in the past have also been increasingly targeted in energy efficiency, decarbonization and clean energy policies to support a just energy transition for all. The Ukrainian

War has provided evidence of the impact of a war on the global energy market, which leads to energy poverty in almost all countries through increased energy prices. Thus, this issue has received attention even from countries with relatively less energy poverty experience in the past, including Denmark.

This article will explore energy poverty in Denmark and recommend policies to reduce it if it is conflict driven. Of course, the factors that determine energy poverty in Denmark are not limited to the Ukrainian war only, as discussed in the following sections, energy poverty was not an urgent problem in Denmark before the war. The war has revealed that the potential energy poverty problem alongside the age and insulation of buildings, for instance, has existed, which was only uncovered during the war due to the increased energy prices. So far, poverty-related deprivation has been addressed through social policy, not energy policy⁴.

The rest of the article is organized as follows. Section 2 briefly explains the measurement methods in the literature, section three provides evidence on the energy poverty in Denmark by using survey-based secondary energy poverty data, and finally, section four provides the concluding remarks.

2. Measurement of energy poverty

Though there are increasing concerns about energy poverty, there is still a lack of any unified definition of energy poverty. For instance, while Lewis (1982) defined energy poverty using a single indicator measure as a household's inability to afford adequate warmth, Boardman (1991) suggested that a household would be in energy poverty if it needs to spend more than 10% of its total income to meet its necessary energy consumption, where the threshold of 10% is about twice the sample median ratio of energy expenditure to income ratio in Britain (Xie et al., 2022). The threshold of 10% has been widely used since then until Boardman (2010) pointed out that, using twice the median as the threshold would be more consistent and more informative than fixing the threshold at 10% of the household's income, as economic and social conditions had changed (Xie et al., 2022). Besides, energy poverty was also defined in terms of access to energy services in previous studies (see, e.g., Davis, 1998; Alam et al., 1991), and Foster et al. (2000) define energy poverty in terms of both availability and affordability of modern energy that meets a household's basic needs. Considering the different energy sources for different purposes, Nussbaumer et al. (2012) used the Multidimensional Energy Poverty Index (MEPI), where they focus specifically on the deprivation of access to modern energy services, including modern "cooking fuel, electricity, home appliances, entertainment, educational equipment, and communication tools"; Simcock et al. (2016) defined energy poverty as the inability of households to obtain adequate energy for critical services like home heating, appliance use, and transportation.

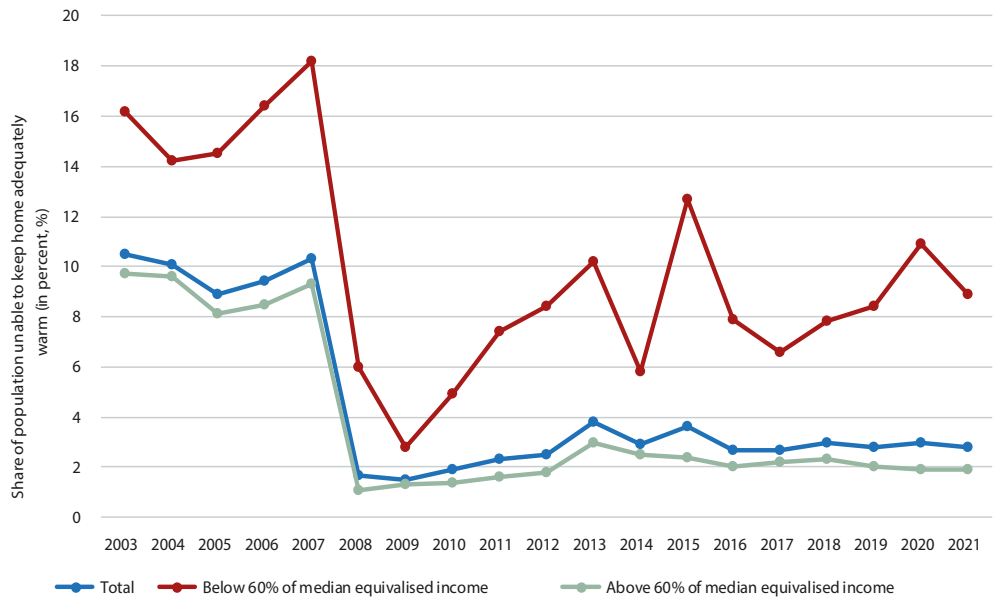
The preferred measure for energy poverty would depend on the study context and data availability. In recent years, there are more and more studies that employ subjective measures of energy poverty to capture the "feeling" of material deprivation felt by households who are unable to keep their homes warm during the cold season (see, e.g., Thomson et al., 2017; Churchill et al., 2020). This article uses a similar measure for energy poverty – "the share of the population who are unable to keep home adequately warm" – to monitor the development of poverty and social inclusion in the EU by the European Union Statistics on Income and Living Conditions (EU-SILC). The data collection is based on a survey, which means that the indicator values are self-reported and thus reflective of the "subjective feeling" of households.

3. Patterns of energy poverty in Denmark

The discussion on energy poverty in Denmark was very rare in the past, though the energy crisis of 2022 has triggered people's attention to the ability to access energy services properly. As mentioned above, this study uses "the share of population who are unable to keep home adequately warm" from EU-SILC to measure energy poverty subjectively.

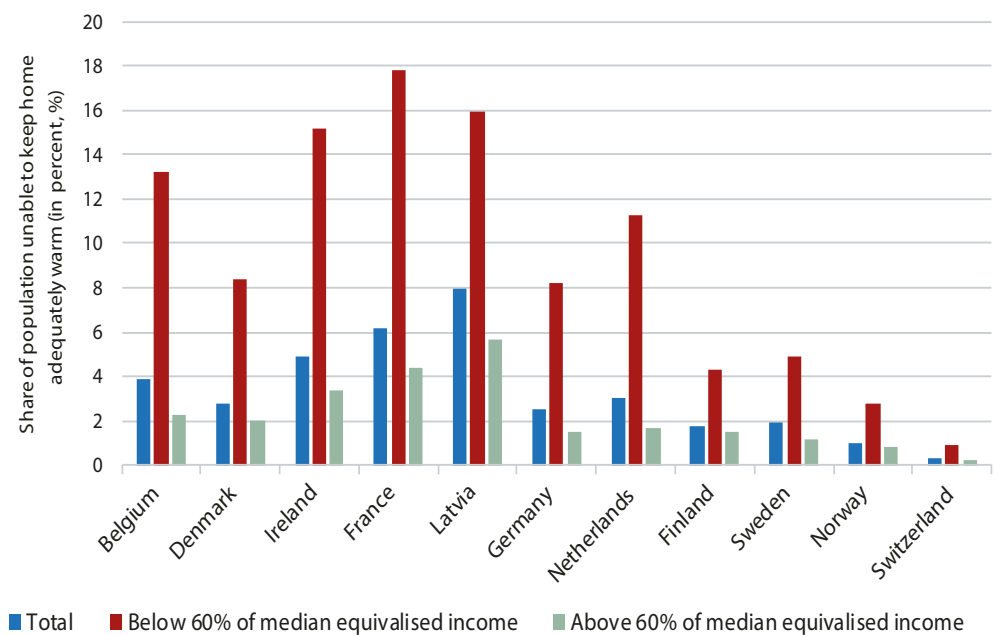
Figure 1 shows how the share of the population unable to keep their home adequately warm changed over time in Denmark. The percentage of the population that are unable to keep their home adequately warm has decreased dramatically from 10.5% in 2003 to 2.8% in 2021, which implies that energy poverty in Denmark has been decreased overall. The dramatic decrease in 2008 might be due to the thermal efficiency improvement programs, which helped replace oil-based heating systems with alternatives and focus on improved thermal insulation, and the new policies for promoting renewable energy. In recent years, the share of the population that cannot keep their home adequately warm has been stable at around 3%. However, there is a big difference between the (relatively) rich and poor population. For those who are relatively poor (with income below 60% median in the total population), around 16.2% of them could not keep their home adequately warm in 2003, which is still as high as 10.9% in 2020 and 8.9% in 2021. In contrast, for those who are relatively wealthy (with income above the 60% median of the total population), the share of the people who are unable to keep their homes adequately warm has decreased much more sharply from 9.7% in 2003 to only 1.9% in 2021. Therefore, during the past decade, energy poverty reduction for the relatively rich households in Denmark has been much more dramatic than that for the relatively poor households, which implies that more attention should be paid to the poor in terms of reducing energy poverty.

Fig. 1. The share of population unable to keep home adequately warm in Denmark.



If we compare the case of Denmark with other European countries, as shown in Figure 2, which is the data for the year 2019 (before the pandemic), Denmark has a relatively better performance in energy poverty, with having a lower share of the population unable to keep home adequately warm than countries such as Belgium, Ireland, France, or Netherland. This is likely due to the larger share of district heating in Denmark (64%), which helps keep the home warm at an affordable price. However, compared with other Nordic countries (Finland, Sweden, and Norway), Denmark still has room to improve its energy poverty performance.

Fig. 2. The share of population unable to keep home adequately warm in selected European countries in 2019



But how has the energy crisis in 2022 affected the energy poverty or the number of people unable to keep their homes adequately warm in Denmark? Though the data for 2022 is not available for Denmark yet, there are four countries for which the data has already been available (from EU-SILC): Belgium, Latvia, Netherlands, and Finland. It can be seen from Figure 3 that the percentage of the population who are unable to keep their home adequately warm increased in all four countries in 2022. While household incomes are less likely to be directly affected by the energy crisis, this could be an indication that the sharply increased energy prices during the energy crisis have made the energy poverty situation worse, as can be seen from Figures 4 and 5 that electricity and natural gas prices in these countries have increased dramatically during the energy crisis. Since the energy prices in Denmark have also increased significantly during the energy crisis (as shown in Figures 4 and 5), we expect that the energy poverty in Denmark has also been worsened as in other countries, i.e., there would have been a larger share of the population who are unable to keep their home adequately warm due to the energy crisis by the war. However, several measures, including government subsidies, have been introduced in Denmark to support low-income households to compensate for the increasing prices. This can help relieve the already difficult situation for those households.

Fig. 3. The share of population unable to keep home adequately warm in four countries (2020-2022)

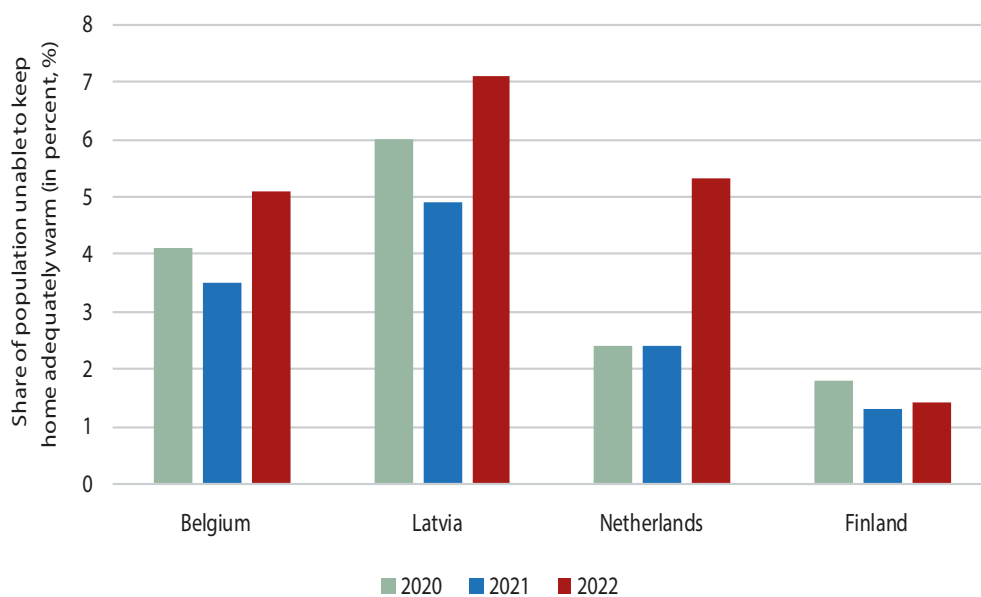


Fig. 4. Electricity prices for household consumers 2020-2022 (euro/Kwh; taxes included)

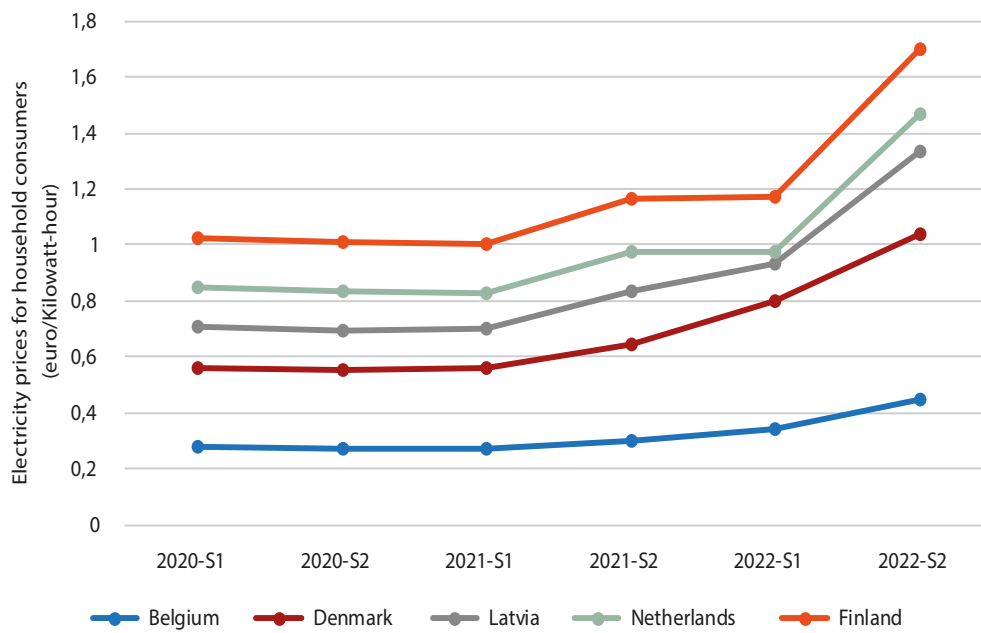
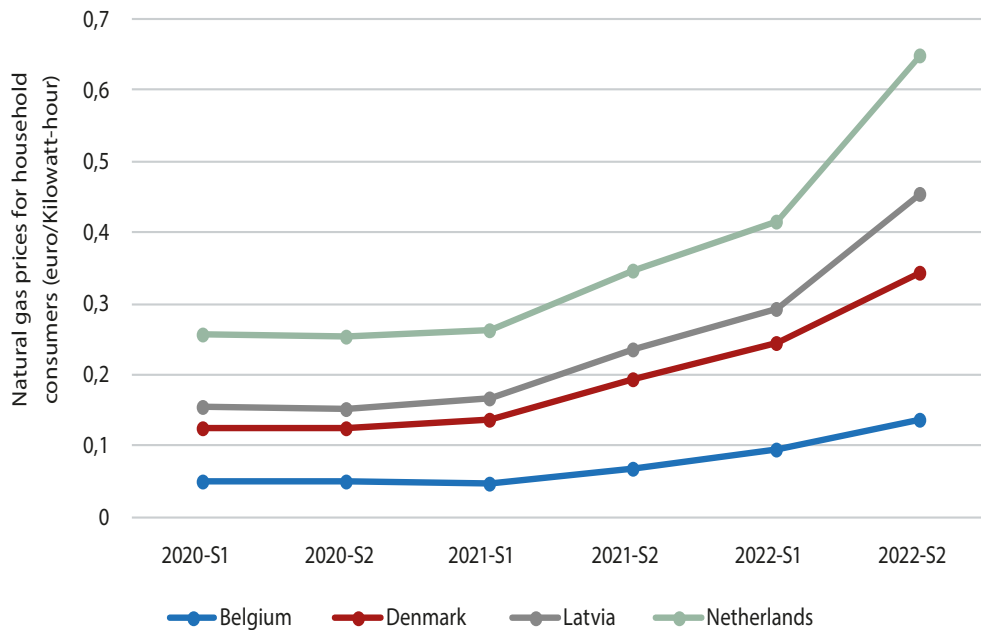


Fig. 5. Natural gas prices for household consumers 2020-2022 (euro/Kwh; taxes included)



4. Policy Suggestions and Conclusion:

The energy crisis has revealed that the alleviation of energy poverty is beyond the energy efficiency, housing retrofitting and energy bill supports in Denmark. Denmark has already implemented very efficient policies to reduce or prevent energy poverty, such as "National Building Funds" for building insulation that started in 1975, "Energy subsidy" measure for building insulation

and heating system that started in 2009, "Better Housing" for Energy audits started in 2014, "Heating allowance for pensioners" for energy bill support, "Electricity price comparison website" for information purpose, "Simplified electricity bill," and "Financial help from municipalities." These are successful measures that aim to improve energy efficiency in buildings and ease the burden of the energy bills.

On the other hand, the energy crisis is related to the affordability of energy in homes, industry, and transportation. As a developed country with one of the highest income levels in the world, the affordability factor was not on the political agenda in Denmark. The war proved that it should be. Because Denmark is influenced by energy prices determined in global markets, focusing on promoting domestic sustainable energy sources and energy efficiency in all areas can help to mitigate the impact of energy poverty and build a more resilient energy system. Additionally, the efficient and dynamic monitoring of energy consumption and income, and implementing preventive measures, accordingly, can decrease the cascading effect of high prices on vulnerable households and disadvantaged people. Finally, more improvement in energy communities, such as district heating, can be also an alleviating measure for energy poverty.

Noter

1. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumer-rights/energy-poverty-eu_en
2. <https://www.habitat.org/emea/about/what-we-do/residential-energy-efficiency-households/energy-poverty>
3. Inequalities "in terms of gender, race/ethnicity, class, and other significant social markers due to the unequal access to and use of resources across many domains, such as health, education, and occupations".
4. <https://www.altinget.dk/forsyning/ministersvar/el-hvordan-hjaelper-man-energifattige-med-at-energirenovere-deres-boliger>

References

- Alam, M., Bala, B., Huq, A., Matin, M., 1991. A model for the quality of life as a function of electrical energy consumption. *Energy* 16: 739-745.
- Boardman, B., 1991. *Fuel poverty: from cold homes to affordable warmth*. Pinter Pub Limited.
- Boardman, B., 2010. *Fixing fuel poverty: challenges and solutions*. Earthscan. London.
- Chakravarty, Shoibal & Tavoni, Massimo, 2013. "Energy poverty alleviation and climate change mitigation: Is there a trade off?" *Energy Economics* 40: 67-73.
- Churchill, S.A., Smyth, R., Farrell, L., 2020. Fuel poverty and subjective wellbeing. *Energy Economics* 86: 104650.
- Byrnes, R., & Pickering, J. V. 2019. Energy poverty and its implications for the European Union. *Energy Research and Social Science* 47: 68-76.
- Davis, M., 1998. Rural household energy consumption: the effects of access to electricity—evidence from South Africa. *Energy Policy* 26: 207-217.
- Day, R., Walker, G., Simcock, N., 2016. Conceptualising energy use and energy poverty using a capabilities framework. *Energy Policy* 93: 255–264.
- Foster, J., Greer, J., Thorbecke, E., 1984. A class of decomposable poverty measures. *Econometrica* 52: 761-766.
- Jenkins, K., Sovacool, B.K., Darren McCauley, D., 2018. *Humanizing sociotechnical transitions through energy*

- justice: An ethical framework for global transformative change, *Energy Policy* 117: 66-74.
- Lewis, P., 1982. Fuel Poverty Can Be Stopped. National Right to Fuel Campaign, Bradford.
- Mohan, G., Longo, A., Kee, F., 2018. The effect of area based urban regeneration policies on fuel poverty: Evidence from a natural experiment in Northern Ireland. *Energy Policy* 114: 609-618.
- Nussbaumer, P., Morgan B., and Vijay M., 2012. Measuring energy poverty: Focusing on what matters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16: 231-243.
- Simcock, N., Walker, G., Day, R., 2016. Fuel poverty in the UK: beyond heating? *People, Place & Policy* 10: 25-41
- Sovacool, B.K., Burke, M., Baker, L., Kotikalapudi, C.K., Wlokas, H., 2017. New frontiers and conceptual frameworks for energy justice. *Energy Policy* 105: 677-691.
- Thomson, H., Snell, C., Bouzarovski, S., 2017. Health, well-being and energy poverty in Europe: A comparative study of 32 European countries. *International Journal of Environmental Research and Public Health* 14: 584.
- Xie, Y., Hu, X., Zhang, X., Zhang, X.B., 2022. Who suffers from energy poverty in household energy transition? Evidence from clean heating program in rural China. *Energy Economics* 106: 105795
- Ulucak, R., Sari, R., Erdogan, S., Alexandre Castanho, R., 2021, Bibliometric Literature Analysis of a Multi-Dimensional Sustainable Development Issue: Energy Poverty. *Sustainability* 13: 9780.

Future-proof electricity prices for consumers

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

European electricity systems are undergoing unprecedented changes in response to the profound transformation of our modes of production from fossil fuels to decarbonised energy, to our shift to electricity for heating and transport, the emergence of decentralised energy sources (e.g. solar PV on the rooftop), and to the gas crisis we face. In response, the price formation and signals sent by both the electricity markets and the networks are changing, too. This article summarizes how the energy transition and the latest developments in the energy market affect prices and what policies and regulations can be introduced to keep energy consumption affordable.

1. Introduction

For a long time, experts have alerted about the limits of the price signals sent by wholesale electricity markets to drive the transition to clean energy technologies. Others have warned about the risk of the explosion of electricity bills for the fair transition. More recently, in the midst of a major geopolitical crisis with our first natural gas supplier, Ursula von der Leyen, President of the European Commission, pointed to the limits of the electricity market as responsible for the surge in electricity prices and announced "a structural reform".

Rising electricity prices, as we could observe in Denmark and the whole of Europe, are first and foremost the result of a mismatch between short-term operations and long-term financial risk of investments in a rapidly changing energy landscape. At the end of the chain, the increasing cost of the transition effectively borne by society further complicates the equation for successfully moving away from carbon-based energies, without leaving anyone behind.

It is becoming urgent to untangle the causes and modalities of the market and regulation pitfalls that are causing the surge in electricity prices in Europe. In the following, we analyze the principal price components driving electricity system costs up focusing on wholesale electricity market rules and distribution grids transformation to portray the main trends, challenges, emerging solutions, and risks facing European consumers. Ultimately, we suggest possible solutions for redesign, in line with the fair and decarbonized transition we ambition.



CLAIRE BERGAENTZLÉ
Assistant Professor
DTU Management,
Department of Technology, Management and
Economics



DOGAN KELES
Professor
DTU Management,
Department of Technology, Management and
Economics

2. State of play

Consumer electricity prices are composed of market-based, unregulated prices such as the wholesale price part, and regulated elements, such as the network tariffs. In the following, we will shed light on what is the status quo of the regulation of these different elements.

2.1. Unregulated market prices, but designed markets

Merit-order curve and price settlement

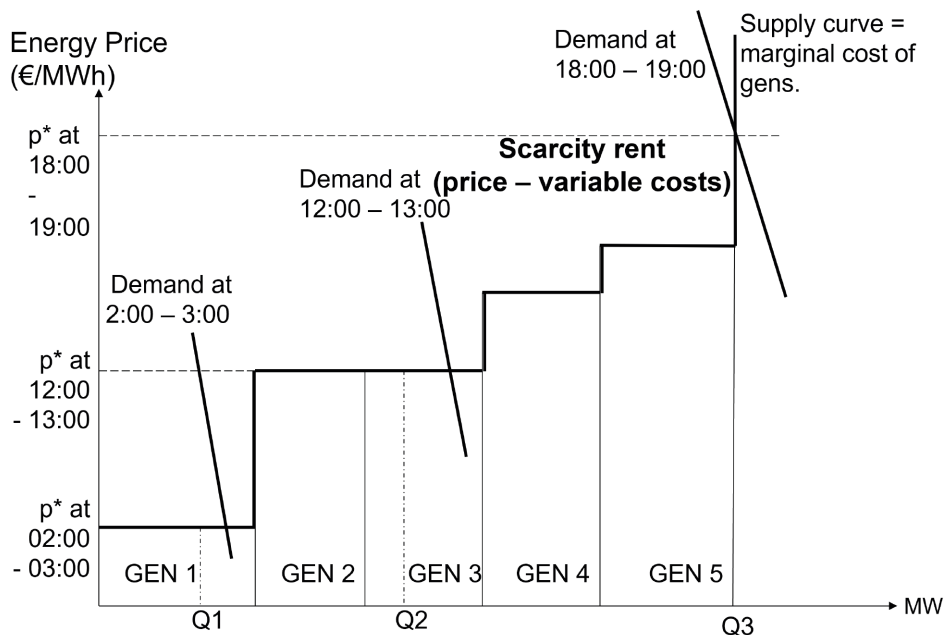
Electricity prices are mainly set by price bids on liberalised wholesale markets equal to the short-run marginal costs (SRMCs) of the production technologies in the system. Thereby, all electricity production units, in the following named "generators (GEN)" are sorted by their SRMCs forming the so-called merit order curve, which is equal to the supply curve of the electricity market. Prices are then set at the intersection between a given demand curve and the merit order curve. As the demand for electricity varies throughout the day, there is another demand curve available for each traded hour. For instance, demand is low in night hours and in the sketch in Figure 1, GEN1 sets the demand, while in peak demand times the more expensive generators at the end of the merit order curve set the price equal to their SRMCs. While the SRMCs of renewable power plants are close to zero, the SRMCs of thermal generators are mainly driven by fuel prices and prices for CO₂ emission allowances. This is why high prices for fuels, such as natural gas, lead to high marginal costs and therefore to peaking electricity prices up to extreme shocks, as we can currently observe in European electricity markets.

In hours when demand is higher than all the capacities in the system can supply, the demand curve will have its intersection with the supply curve at a higher point than the SRMC of the most-expensive generator (see demand curve at the right upper corner, 18:00-19:00, in Figure 1). In this case, the generators at the end of the merit order curve can earn so-called scarcity rents, which are needed to cover their fixed costs and capital expenses.

As the demand for electricity is quite inelastic and the demand curve is almost vertical, these scarcity situations can produce extreme price peaks (i.e. when the above-described intersection of both curves happens at a very high price level), European market regulators have introduced technical price caps (i.e. 3000 €/MWh in the day-ahead market) to protect consumers from being completely exposed to extreme shocks.

Figure 1: Price formation (stylized) at different hours depending on the specific demand. The sketch includes 5 generators, producing the equilibrium quantity "Q" for three exemplary hours. p^* denotes the equilibrium price

Merit order and electricity price at different hours of day



Electricity market design

European electricity markets are divided into two parts: short-term spot markets and long-term forward contract markets. Long-term forward markets enable electricity trading months or even years in advance, allowing available power plant capacity to be supplied to energy retailers or major consumers via long-term contracts and their use to be planned months or even years in advance. Forward markets can provide guaranteed long-term earnings, allowing investment in new generation capacity to be refinanced. (Lawrence, Ausubel, Cramton, 2010).

Spot markets, on the other hand, are important for short-term decisions on power plant dispatch. The primary and most liquid spot market in European electricity systems is the so-called day-ahead market, which trades energy for hours or blocks of hours the next day via single-price auctions. The prices settled on day-ahead market are crucial for the decisions about the operation of power plants. These decisions can be updated via trading on the further short-term market, the intraday market. Intraday trading ceases 30 minutes before delivery for inter-zonal transactions in the coupled European market (EPEX SPOT 2018). If there are imbalances between supply and demand that occur within the last 30 minutes and during the real-time operation, the network operators, also called transmission system operators TSOs, handle these imbalances by utilizing capacity reserved on the so-called ancillary services or reserve power market. Auctions for reserve power are held the day before delivery, and some of the market's production capacities or demand response

capacity are contracted as reserve power if they meet certain conditions. These reserve capacities are then activated if there is an imbalance during real-time operation, and the costs for their reservation are covered through the regulated grid tariff.

2.2. Regulated price components: the electricity grid tariff

Electricity grids physically connect generators to consumers. We commonly distinguish transmission from distribution grids due to their different voltage levels and architecture. High-voltage lines connect large power plants and transport bulk power over long distances. Distribution grids connect individual consumers to the transmission network and operate at lower voltage levels.

Since the E.U. liberalisation reforms in the mid-'90s, the network activities are legally separated from the generation activities, and retail activities are separated from the transmission and distribution network activities. The result of this separation is that the recovery of production costs and the recovery of network costs are separated. In other words, consumers receive two bills: one for the energy they consume and one for accessing the grid.

Network industries are considered common goods, essential for the functioning of society, and are natural monopolies that, by definition, meet conditions of increasing returns to scale and are regulated. Grid tariffs have historically focused on distributing the total network costs according to the size of the consumers (e.g. household vs. industry). The network costs depend on three factors: capacity, energy, and consumer-related cost. The capacity factor implies that certain physical assets in the grid are sized to meet peak demand. Letting the load approach the maximum available capacity results in a situation of peak (or congestion). The energy cost factor reflects the cost incurred to the network that is a direct function of the energy that flows through such as the energy losses and ancillary services. Customer-related costs are specific to individuals (households, industries etc.), meaning that they can be directly tracked, e.g. meter or billing costs.

The ideas of tracking and of congestion are fundamental to rate-making. First, the physical characteristics of electricity make it impossible to know exactly who generated the electron that will light our light bulb, nor which lines it would have followed in a meshed grid. Second, physical congestions translate in economic terms into higher incremental costs signalling that capacity reinforcement investment is needed. In a competitive market, the price of a good is set according to the marginal utility it provides. In a natural monopoly, this marginalist approach is impossible to apply in normal circumstances because of the cost structure of the infrastructure.

However, it becomes increasingly possible to link network costs to those who cause it in times of congestion and therefore to design a cost-reflective tariff signal mitigating peaky effects in demand.

3. Ongoing transformations impacting energy bills

This section details how the ongoing energy systems transformation effects, such as the merit-order effect (3.1.) and gas shortage (3.2.) as well as grid pricing (3.3.), the different price components of the final electricity bill, especially wholesale electricity price and network tariff part.

3.1. Energy transition and merit-order effect

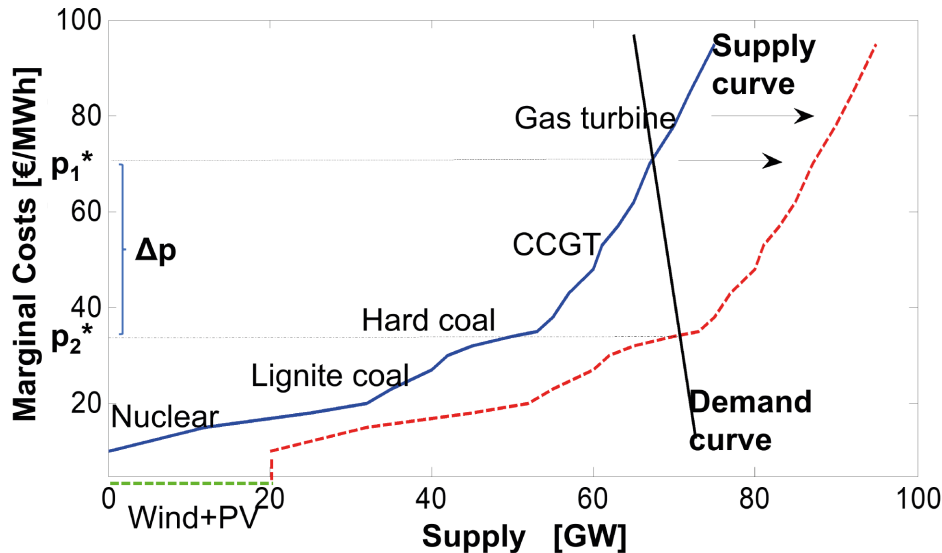
The major transition in the energy market, which we have seen especially in the last ten years, is the transition from thermal power plants to renewable energies (RES). During the early 2000s, some scarcity conditions occurred at some hours of the year, when there was little renewable capacity on the European electricity market, resulting in high peak prices. During the remaining hours, electricity wholesale prices were primarily determined by fossil-fuelled power prices, with marginal costs averaging around 50 €/MWh (see section 2.1.). This has changed dramatically with the growth of renewable energies such as wind and solar power. When inflexible production capacities (e.g. nuclear and coal power plants) cannot be shut off during surplus electricity circumstances and so-called must-run capacities must remain online to fulfil other services, prices began to fall to around 0 €/MWh, if not negative values (Nicolosi, 2010).

These situations are most common when there is a low demand in the system and a high availability of wind and solar power. The price drop caused by renewable energies is known as the merit order effect, and it is caused by a shift in the supply curve to the right (i.e. the merit order curve, see Figure 2) when wind and solar power feed low marginal cost electricity into the system and related low price bids are sent to the market clearing. Wind and solar power technologies are at the very beginning of the supply curve due to their low marginal costs. The magnitude of the right shift they induce is determined by the amount of renewables available in a given area.

Although we observe for almost 10 years a decline in wholesale electricity prices in many European countries including Denmark due to rapidly expanding renewable energy shares, the energy crisis we are facing since 2021 shows that we are still very vulnerable to peaking fuel prices. This is mainly due to the intermittent nature of solar and wind power as their production can drop to almost zero in times without wind and solar energy. In these times, expensive gas power plants need to be turned on and the price shock in gas markets is fully translated into electricity prices.

Overall, the increased price volatility (low price when renewables are sufficiently producing and high price when gas turbines need to be turned on) has significantly increased price risk on the market, so that investments in new generation became rare in the European markets, fuelling the discussion (see section 4) on how to change the market design.

Figure 2: Merit-order effect of RES in an exemplary electricity market with thermal power plants. The figure illustrates the right shift of the traditional supply curve (blue) without renewables in case renewables become available (red curve). The main outcome of this shift is that the equilibrium price falls from p_1^* to p_2^* because of the new intersection between the demand curve and the red curve. This price drop is called merit-order effect.



3.2. Impact of gas shortage/supply crisis on electricity prices

Gas prices only began to rise extremely from the summer of 2021. Although their growth accelerated after the war in Ukraine, the price of gas on the relevant European gas trading hubs had already tripled by October 2021. The main reason for this was the recovery of the world economy post-COVID-19, which boosted global gas demand, while on the other hand investment in upstream gas production had remained constant. The onset of the war exacerbated shortages in global gas markets, as supplies from Russia to its main importing region, Central Western Europe (CWE), initially fell to a small percentage of pre-war levels and then ceased completely after the attack on the Nord Stream pipelines. This sudden drop in supplies led to historic shortages in gas markets and a jump in prices to above 300 €/MWh (15 times pre-crisis levels) that ultimately affected European electricity prices.

This, combined with power plant shutdown for maintenance (almost half of France's nuclear capacity was out of service due to long maintenance delays) capacity in the CWE electricity market led to price spikes of several hundred Euros/MWh occurred in Europe. The huge increase in prices on wholesale markets resulted in skyrocketing energy bills of consumers leading to the severe political discussion on how to protect citizens in the EU from these turbulences. The EU Commission as well as different Member States proposed or introduced gas price caps at different levels to combat high energy bills. On the one side, the EU Commission proposed a "dynamic price limit" on the central wholesale market hub for gas, the TTF energy exchange in the

Netherlands. On the other side, different Member States have proposals for gas price caps on retail prices (e.g. Germany introduced a cap for consumer gas prices at 12 €-ct/kWh applying under specific conditions). The goal is to support suffering businesses and households with energy bills. However, whether these measures are effective and reasonable and what else can be done to avoid future scarcity will be discussed in section 4.

3.3. Energy transition impact on electricity grids and pricing effects

Besides the transformation on the supply side, we are also currently undergoing two major upheavals in the history of electricity networks, and in particular on distribution networks. Up until recently, distribution grids were considered passive since their function was simply to transport electricity from the higher voltage networks, down to the final consumer. Consumers' demand was historically well forecasted and its variations between peak and baseload periods were known with a high degree of confidence.

The first of these upheavals is the development of new electricity uses with the growth of electrification combined with decentralized electricity resources (DER). In fact, they open a new era for the power system, bringing many challenges to the planning, investment and operation of distribution grids. DER is a generic term that combines all decentralized energy resources capable of generating and storing electricity (e.g. solar PV panel with storage) and of providing flexibility. Electrification refers to the shift to electricity for transportation and heating, which in turn expands the potential for flexibility.

Recent projections indicate that 45 million electric heat pumps and 50 to 70 million electric vehicles will be connected to European grids by 2030 (Eurelectric, 2021). Now, end consumers have the possibility to become prosumers (producer-consumers), and flexibility service providers. While these two new attributes are beneficial in terms of low carbon energy and lower electricity cost, they also entail significant network costs. Projected investments in the European networks are estimated to total up to €575 billion in less than a decade (European Commission, 2017). In Denmark, the estimated cost on distribution grid may be 20% higher than in the previous decade (Hansen, Larsen, Larsen, 2021).

When consumers become prosumers, they can produce and self-consume all or part of their energy, which means less withdrawal from the grid resulting in higher risk for cost recovery for the grid operator. On the other hand, the electrification of transportation and heating increases the bulk demand for electricity and exacerbates peak effects, raising system costs for grid dimensioning. Put trivially, these new uses and decentralised production modes offer unprecedented opportunities to accelerate the shift towards decarbonised energies while benefiting prosumers who will lower their electricity bill by being flexible and less dependent. However, this may take place at the expense of unprecedented network costs borne by the whole society. Some of the decentralised production units will require the construction of new lines.

In some places, the injections of electricity into the grid caused by these new units may require to resize the local grid. Finally, the consumption of heat pumps in winter will almost permanently increase the volumes of electricity on the lines, and the charging of electric vehicles, if not done in a smart (flexible) way, may also lead to considerable peak effects. All that calls for a rapid revision of grid pricing.

The second upheaval is the deployment of smart metering and communication systems. With the deployment of smart meters, it has become possible to know how much electricity each consumer uses at hourly intervals. Here comes the possibility to obtain finer information on individual loads and the missing piece to connect loads to system cost. Since system costs (of electricity production and networks) are also dynamic, it becomes possible to tailor price signals capable of capturing these cost effects and allocating them more efficiently to those who cause them.

4. Discussion (of measures and policies)

Price caps in European gas and electricity markets

To combat the high energy bills of European energy consumers, the EU wants to jointly purchase gas and LNG from producing countries, strengthening the buyer's position in the negotiations by aggregating and increasing the purchased volume. Some Member States directly support low and middle-income households with paychecks (e.g. Denmark). Beyond these measures, both at EU level (Guidelines, such as the RepowerEU plan) and at Member State level (Directives or Laws), different price caps have been introduced to limit costs for consumers, especially in natural gas markets also affecting electricity prices.

However, implementing price caps in the wholesale market does not come without downsides:

1. If you cap prices at a too low level, and if gas consumers ask for more gas at this price than importers can supply, we have a situation of excess demand. How should the market operator allocate the resource efficiently?
2. Gas power plants lower their offers/bids to the electricity market because of lower gas prices, but others probably do not (such as coal power plants). The electricity prices remain high, as other technologies might become price-setting at some point. Besides, with a gas price cap or subsidy, we will continue or even extend gas consumption in the electricity sector, which we highly need in other sectors.
3. If the EU caps gas prices in Europe, there is the danger that LNG gas producers sell their gas to other parts of the world, such as Asia, leading to a further shortage of gas in Europe.
4. Finally, the lower gas prices should also reflect in final users' bills which may reduce our incentive to save scarce gas.

Beyond this, also price caps for electricity trading were discussed and led to the EU Commission's recommendation to tax infra-marginal profits of low-carbon technologies which do not rely on high-priced fossil fuels (e.g. when wholesale prices on the spot market exceed 180€/MWh). Although this measure sounds reasonable, its implementation is difficult from a legal, but also technical position. For instance, the question remains how to assess if a low-carbon power plant is making infra-marginal or regular profits, which are needed to cover the capital expenses. Hence, the real-world test of price caps will remain an object of monitoring and reassessment.

To avoid supply-side scarcity in the gas and electricity market in the long term, the only effective measure is to increase investments in clean energy technologies and in flexibility of consumption combined with increased energy efficiency and savings.

Capacity markets/auctions

At the national and European levels, there is intense debate on which market architecture can effectively and cost-effectively ensure long-term supply security. Discussions about the ability of the current design (energy-only market, EOM) to provide sufficient investment incentives for new generation capacities originally steamed from the missing money problem: Because very high peak prices on the energy market are repressed by politically imposed price caps, peak load power plants with high marginal costs do not always cover their fixed costs, creating a disincentive for future investments.

Capacity remuneration mechanisms (CRMs) are seen as an effective way of ensuring generation adequacy by providing sufficient revenues for existing capacities and incentives for new investments. This is mainly due to the reason that electricity wholesale markets remunerate only produced energy units, while CRMs reward the provision of and keeping secured power generation capacities in the market, even if they are less used for electricity generation. The compensation offered to capacity suppliers is in addition to the returns from the market sale of electrical energy (Hawker, Bell, Gill, 2017).

There are various approaches to market design and CRM and their optimal arrangement remains a theoretical debate (Bublitz, Keles, Fichtner, 2017). The key issue is to minimize misconfiguration, which can lead to overcapacities and these in turn lead to higher costs for consumers, who will ultimately pay for capacity provision through compensation payments. This, as well as current arguments regarding design choices (for example, in the case of the French capacity market), underline the need for additional research into supply security and market design.

Grid tariffs for flexibility

Over the past decade or so, there has been a growing debate in Europe and elsewhere on the issue of new tariff designs which support the green transition. This debate was facilitated by the new granularity potential brought by

smart metering that makes it possible to charge different grid fees to better reflect grid conditions. In practice, a majority of grid operators have introduced time-differentiated rates that penalize grid use during peak periods. In that sense, utilities keep on applying a monthly subscription charge like before and simply apply different kWh fees depending on the time-of-use (ToU) of the system. Denmark implemented such a design involving a high, medium and low fee per kWh. Most European countries use similar tariffs, each with its specific attributes in terms of price level and period duration. Other jurisdictions like Norway or Finland for some DSOs have also implemented forward-looking tariff signals for households. In general, this signal comes in addition to ToU pricing and applies a capacity-based charge reflecting the long-term incremental cost of network usage that penalizes consumption when the system is congested.

Locational pricing is widely used as a tool to incentivise the location of energy-intensive actors such as large industries where the transmission grid is most able to integrate them at lower cost. Geographical differentiation at low voltage network level is rarer. Implicitly it implies a lower tariff for consumption close to local production and for use where the network is not congested, and vice versa. Currently, only Austria implemented spatial pricing for households. Denmark published a roadmap to implement it by 2035. In some cases, this differentiation collides with other overarching principles and legal frameworks. In France for example, the law provides that the cost of providing public services is shared equitably among users, regardless of their location.

Grid tariffs, energy justice and other trade-offs

So far, we have taken a technical-economic approach to discuss the main trends in network pricing. It is important to add at this stage two final considerations. First, another debate is emerging on the energy justice implications of cost-reflective tariffs between active-passive and between wealthy and less well-off households. In some frontrunner regions with DER, we see a knock-on effect where the loss of grid revenue generated by the lower withdrawal of self-sufficient sites is passed on to other grid users, creating an additional incentive for them to also invest in their own generation-storage facilities and to pass on more of the grid costs to those without access to such equipment, including because they simply cannot afford it. Therefore, a growing concern of social equity with grid cost recovery is emerging, calling for anticipated action from policymakers. Second, many studies have shown that a lack of transparency and simplicity in tariff design affects their acceptance, especially by households. Therefore, future tariffs for the green transition will have to balance cost recovery, efficient price signal, fairness, and acceptance.

5. Conclusions

The envisaged transition of the energy system is associated with major impacts on wholesale electricity prices and grid costs. Although the declining

cost of wind and solar energy and the merit-order effect of renewables lead to falling electricity prices, the continued strong demand for fossil fuels leads to price shocks worldwide. This reflects in electricity prices when natural gas plants set the price. The burden of high energy prices on energy consumers leads to a discussion on the distributional effects of costs and effective policies to improve energy affordability in times of energy scarcity.

In the short term, price caps are a preferred and politically chosen method and can provide some relief to consumers. In the long term, however, investments in clean renewables and flexible capacity, such as energy storage, are the only way to avoid interruptions, reduce scarcity on the supply side and thus limit energy prices. In this context, capacity auctions or markets, as proposed by some economists and implemented in some countries, seem to be an effective way to finance and trigger new investments.

The shift to volatile renewables associated with electrification also requires investments in grid infrastructure. Smart grid tariff structures are needed to first minimize expansion and reinforcement and second to organize the distribution of grid costs among the different users. A cost-based tariff is essential for the energy transition as it will drive more efficient behaviours and support decarbonised energy investments where they are most needed. A smart grid tariff must strike an appropriate balance between addressing distribution grid cost drivers and ensuring that grid users equipped with smart technologies can respond to price signals that lead to energy savings.

References

- Bublitz, A. Keles, D. and Fichtner, W. An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe: Who is to blame? *Energy Policy*, 107:323–336, 2017.
- EPEX SPOT. Trading on epex spot2018, 2018.
- Eurelectric, "The missing piece. Powering the energy transition with efficient network tariffs," 2021.
- European Commission, "Towards a sustainable and integrated Europe – Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets," 2017.
- Graeme Hawker, Keith Bell, and Simon Gill. Electricity security in the European Union – The conflict between national capacity mechanisms and the single market. *Energy Research & Social Science*, 24:51–58, 2017.
- Hansen, E. Larsen, and P. Larsen, "DER's påvirkning af eldistributionnettet i Danmark (DER's impact on the electricity distribution network in Denmark)," 2021.
- Lawrence M. Ausubel and Peter Cramton. Using forward markets to improve electricity market design. *Utilities Policy*, 18(4):195–200, 2010.
- Nicolosi M. Wind power integration and power system flexibility an empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. *Energy Policy*, 38(11):7257 – 7268, 2010.