

Hard facts. Clear stories.

Copenhagen
Economics

CE

TENDENSER I REGULERING AF ENERGIINFRASTRUKTUR I DANMARK

CIP FONDEN
29. SEPTEMBER 2022

FORFATTER(E)
Sigurd Næss-Schmidt
Signe Rølmer Vejgaard
Lærke Kilsdal
Mads Thorkild Nissen

FORORD

Den grønne omstilling mod et fossiltfrit samfund og energiproduktion er i fuld gang. Der er meget vi ikke ved om Danmarks energisystem i 2050, men vi ved, at elektrificering og integration af meget mere grøn energi fra volatile kilder som vind og sol bliver en helt afgørende løsning men også udfordring. Vi ved, at nye teknologier som brint og Power-to-X kommer i spil – men ikke præcis hvornår eller hvordan. Brintmarkedet i den skala vi forestiller os, eksisterer slet ikke endnu.

Noget af det der er definerende for, hvordan et brintmarked, herunder produktion og forbrugsmønstre, vil udvikle sig i Danmark, er regulering og organisering af infrastruktur; hvem må eje og drive et netværk fx? Hvordan skal omkostninger i nettet fordeles og finansieres af brugerne? Hvad kan private aktørers rolle være? Spørgsmålene er mange. Svarene – i øjeblikket – færre og mere vage.

I denne rapport forsøger vi at give et bud på, hvad reguleringen *i dag* kan lære os om reguleringen i **fremtidens** energisystem. Der er allerede mange bevægelser i gang, for når energisystemet ændrer sig, skal reguleringen ligeledes tilpasse sig for at følge med og være relevant. Regulering af el, gas og brintnet må forventes at adskille sig på grund af forskelle i modenhed af markedet og underliggende strukturer fx størrelsen og antallet af tilsluttede kunder.

CIP Fonden har konkret anmodet Copenhagen Economics analysere og beskrive følgende:

- 1) Overordnede karakteristika for fremtidens energisystem som fremtidens regulering skal passe til (kapitel 1).
- 2) Reguleringstendenser på el- og gasområdet, med særligt fokus på tariffer, men også kritisk infrastruktur og ejerskabsmodeller (kapitel 2).
- 3) Hvordan det fremtidige regulatoriske landskab for brintrelateret infrastruktur kan tænkes at se ud (kapitel 3).

I arbejdet med at identificere og analysere de regulatoriske bevægelser og trends, har vi, udover research, inddragelse af relevant erfaring, litteratur og data, fået input fra markedet via interviews med væsentlige interessenter i det danske energisystem. Konklusioner og argumenter indeholdt i denne rapport er dog udelukkende Copenhagen Economics'.

INDHOLDSFORTEGNELSE

Forord	2
Sammenfatning	5
1 Et helt nyt energisystem	10
1.1 Langt mere sammensat energiproduktion	10
1.2 Elproduktion i stigende grad præget af volatile kilder	12
1.3 PtX introducerer behov for sammentænkning af komplementerende energiformer og -infrastruktur	13
1.4 Større havvindsprojekter mere komplekst forbundet til land	14
1.5 Forbrugssammensætningen og -mønstre ændres og distributionssiden konsolideres	15
2 Reguleringstendenser i el- og gasnet	18
2.1 Mere transparens om netværksinvesteringer og langsigtede forudsætninger om systemet	19
2.2 Mere omkostningsægte tariffer	22
2.3 Udvikling af nyt markedsdesign for udnyttelse af vindressourcer	31

2.4	Blandet ejerskab mellem staten og private aktører	32
2.5	Dansk ejerskab er den foretrukne model for operatører af kritisk infrastruktur	36
3	Et fremtidigt regulatorisk landskab for brintrelateret infrastruktur	39
3.1	En offentlig TSO brintinfrastruktur	41
3.2	Omkostningsægte TSO-tariffer på brint	44
3.3	Usikkerhed om markedsdesign og udbud for vindressourcer kan blive en bremse på udviklingen af brint	45
	Litteraturliste	46

SAMMENFATNING

REGULERING KAN REDUCERE OMKOSTNINGEN VED DEN GRØNNE OMSTILLING

Ligesom resten af verdens lande står Danmark overfor en massiv omstilling af energisystemet i de kommende år. Energiinfrastrukturen består kort fortalt af produktion, transmission, distribution og forbrug af energi. Det er hele denne værdikæde, der er under udvikling og udbygning med den grønne omstilling.

På *produktionssiden* kigger vi ind i en langt mere blandet struktur, hvor fx olie og naturgas fra Nordsøen og el fra få centrale produktionsenheder i langt højere grad end tidligere komplementeres af indføddning fra mindre el- og biogasproducenter flere steder i nettet. Samtidig bliver elproduktion stadig mere domineret af vedvarende energi fra volatile kilder som vind og sol.

Kompleksiteten stiger i havvindsprojekter, hvor projekterne bliver større, transmissionen udvikles fra radiale forbindelser til et enkelt land til multiple forbindelser til flere priszoner og med forskellige kombinationer af samproduktion- og forbrug af den producerede elektricitet. Power-to-X spås at blive den helt store game changer, der giver mulighed for sammentænkning og sammenkobling af forskellige energiformer og -markeder (el, gas, brint).

På *efterspørgselssiden* er der også store skift undervejs. Forbrugsmønstre i de eksisterende el- og gasmarkeder er under forandring og bliver mere varierede på tværs af kunder. På el-siden kommer der meget store, fleksible elforbrugere til (fåromtalte Power-to-X værker, men også varmepumper, datacentre osv.), og det generelle elforbrug stiger i takt med elektrificeringen. Den nuværende energikrise har medvirket til at gøre forbruget mere prisfølsomt og har sat skub i en udglatning af fx husholdningers forbrug over døgnet, som vi ikke tidligere har set magen til. Forbrugsudglatning eller ej, ved vi at det massivt stigende elforbrug vil skabe behov for en betydelig udbygning af det eksisterende net: spørgsmålet er nærmere hvor hurtigt, hvor og hvordan?

På *gassiden* er der i højere grad tale om en delvis afviklingsforrentning. Danmark har et distributionsnet, som i stigende grad bliver overflødiggjort i takt med, at husholdninger afkobles gas til opvarmning og formentlig kun forbliver relevant for enkelte, store aktører, der fortsat vil være afhængige af gas i produktionen. Transmissionsnettet fastholder dog en vigtig rolle på transitmarkedet i en årrække fremover foranlediget af bl.a. Baltic Pipe, der åbner i efteråret 2022. Vi vil også se naturgas i stigende grad erstattet af biogas som indfødes nye, formentlig mere centrale, steder i nettet.

Endelig vil et fremtidigt brintmarked, hvor investeringer i infrastruktur endnu skal beslattes og gennemføres, formentlig karakteriseres ved et fåtal af større aktører både på producent og konsumentensiden, hvilket står i skarp kontrast til både elforbrug og (det historiske) gasforbrug.

Energiinfrastruktur bliver den altoverskyggende omkostningsdriver og samtidig den udløsende faktor ('enabler') for den grønne omstilling. Men mens teknologiomkostninger i høj grad er globalt bestemt, produktionsomkostninger på vind og sol regionalt bestemt, er håndtering af infrastruktur-omkostninger i høj grad lokalt og nationalt bestemt. Regulering bliver dermed det værktøj, der kan designes og benyttes til at reducere omkostningen ved den grønne omstilling og regningen til forbrugeren.

FEM HOVEDTENDENSER I REGULERING AF ENERGIINFRASTRUKTUR

De fundamentale ændringer, vi ser i energisystemet, er allerede begyndt at afspejle sig i reguleringen. I denne rapport ser vi på tendenser i reguleringen af energisystemets el- og gasnetværk herhjemme og i udlandet og som kan lægges til grund i planlægning og udbygning af fremtidens energisystem herunder især brintinfrastruktur. Vi vurderer, at reguleringen er præget af fem hovedtendenser:

Tendens 1: Mere transparens om netværksinvesteringer og langsigtede forudsætninger om systemet

Der er stigende forståelse for nødvendigheden af en langsigtet forankring af investeringer i infrastruktur, som er baseret på den forventede udvikling i det samlede energisystem. Det skyldes tre basale forhold; (1) udbygning af energiinfrastruktur tager lang tid, (2) den grønne omstilling vil kræve betydelige investeringer ikke mindst i elkabler og brintrør mv., og (3) det er derfor afgørende for den grønne omstilling at være i stand til at træffe beslutninger om investeringer mange år forinden, der rent faktisk ses en dokumenteret efterspørgsel.

Det trækker i retning af scenariobaserede strategier for investeringer, hvor sandsynligheden for forskellige udfald er drivende for, hvilke investeringer, der skal gennemføres. Det er grundtanken i den regulering som den danske systemoperatør Energinets investeringer i elkabler, gasnet og, på sigt, brintrør er omfattet af (den langsigtede udviklingsplan). Den langsigtede udviklingsplan giver mere transparens, også for private aktører inden for fx brint, hvor vished om den fremtidige eksport-/importkapacitet er afgørende for, hvilke investeringer i produktion (og forbrug) man vil igangsætte nu.

Den indtægtsrammeregulering der kendes fra andre forsyningsområder og fra energidistribution baserer sig typisk på historiske omkostninger og giver dermed mulighed for reinvesteringer/vedligehold af et netværk dimensioneret til en historisk efterspørgsel. Med den grundlæggende ændrede struktur i el- eller gasmarkederne og tilkomst af nye smartere og billigere måder at løse kapacitetspres på (fx direkte linjer), er det vigtigt, at den kommende indtægtsrammeregulering af Energinet rummer mulighed for andre typer af langsigtede investeringer afspejlende en ændret fremtid snarere end blot netforstærkninger i et eksisterende, historisk dimensioneret net. Med overgangen til indtægtsrammeregulering af Energinet sker en harmonisering med TSO reguleringen i mange af vores nabolande, som i en årrække allerede har benyttet sig af denne type regulering.

Tendens 2: Mere omkostningsægte tariffer

Finansiering af energinetværk sker gennem opkrævning af tariffer fra de tilsluttede brugere. I modsætning til landene omkring os har den danske regulering historisk lagt meget vægt på såkaldte volumetriske tariffer, det vil sige tariffer, der afhænger af den mængde el eller gas, der indføres eller tages ud af systemet. I andre lande er tariffer oftere baseret på såkaldte kapacitetstariffer, der i

højere grad reflekterer den effekt en bruger har behov for eller hvor meget brugerne påvirker behovet for kapacitet og netudbygning. Det skyldes ikke mindst at dansk elforbrug historisk set har været præget af mange små forbrugere – både virksomheder og husholdninger - med et forholdsvist ufleksibelt forbrug placeret i peak hours. Den stigende dominans af volatil elproduktion og nyt forbrug, som er langt mere flytbart hen over døgnet, har øget fokus på en tarifstruktur, der flytter indføddning og forbrug til tidspunkter, hvor der er ledig kapacitet i det eksisterende net og derved begrænser behovet for at bygge mere net. Det tilsiger tariffer, som er mere tids- og lokationsafhængige, og som giver rabat til de kunder, der er villige til, i en afgrænset periode, at afbryde sit forbrug, når der er mangel på kapacitet i nettet. Det er med andre ord en tarifstruktur, der i højere grad afspejler omkostningsdriverne i et *fremtidigt* el- og gasnet, og som derfor også er mere ”omkostningsægte”.

Energinet har de sidste par år arbejdet på en modernisering af tarifdesignet og senest i foråret og sommeren 2022 anmeldt en række nye, mere omkostningsægte tarifmodeller til Forsyningstilsynet. Energinet kalder det selv en *tarifreform*, hvilket markerer det signifikante skift i forhold til de historiske tariffer.

Tendens 3: Udvikling af nyt markedsdesign for udnyttelse af vindressourcer

Udvikling af havvind har i Danmark, som i resten af Nordsøen, været baseret på udbud i mindre blokke med radial ledningsførsel til land og indføddning i det lokale kollektive netværk. I mange år har der også været betydelige tilskud for at rentabilisere produktionen. Udviklingen trækker nu i retning af større vindmølleparker, der opføres uden støtte og længere fra land. Samtidig er der også et stigende fokus på gevinster ved at koble parkerne til flere lande, både for at sende strømmen i ”den rigtige” retning og potentielt også skabe en de facto interconnector mellem lande.

Der ses nu også en interesse i markedet for alternative markedsdesign, hvor projektudviklere i højere grad selv får lov til at bestemme, hvordan retten til at udnytte et givent havområde udnyttes. Det kaldes også en ”åben dør”-metode. Denne metode understøtter i højere grad innovation, men omvendt også at staten afgiver kontrol over fx design, kapacitet mm. Udvikling af nye modeller for udnyttelse af Nordsøens vindressourcer har endnu ikke fundet sin endelige form, og det er derfor usikkert, om det er behovet for hastighed og innovation eller offentlig hånd-i-hanke, der bliver to- neangivende i de kommende år. Modsat er det ganske givet, at de traditionelle auktionsmodeller vil blive komplementeret/erstattet af mere fleksible designs for retten til at udnytte et givet havområde: skal vindmøller være koblet til flere lande, vil der være brintproduktion på en energiø/flydende platform, skal der transporteres el eller brint osv.

Tendens 4: Blandet ejerskab mellem staten og private aktører

I Danmark har vi både privat og offentligt ejerskab af energinetværksinfrastruktur. Dog således at statsejede Energinet ejer det centrale transmissionsnet for gas og el, mens ejerskab af eldistributionenet er placeret hos kommuner, andelsselskaber og private virksomheder, mens gasdistributionsnet ejes og drives af statsejede Evida. På produktionssiden er private aktører udbredt, både på fx biogas og elsidens. Især i elmarkedet forventer vi en stigning i privatejede klynger eller ’semi-lukkede systemer’ på kanten af det kollektive net, hvor elproduktion og -forbrug samplaceres eller forbindes med direkte linjer og kun i begrænset grad importerer eller eksporterer strøm til det kollektive net når der er under- eller overskudskapacitet i elproduktionen. Det har ikke tidligere været tilladt at

bygge direkte linjer parallelt med det kollektive system i Danmark, men det bliver muligt at ansøge om ret til at etablere en sådan fra januar 2023.

Tendens 5: Dansk ejerskab er den foretrukne model for operatører af kritisk infrastruktur

Kritisk infrastruktur er et begreb, der bruges i en række sammenhænge, men som vi ikke har en entydig definition af i Danmark. Det er derfor uklart præcis hvad, der karakteriseres som kritisk infrastruktur, men det beskrives som værende *"infrastruktur, herunder faciliteter, systemer, processer, netværk, teknologier, aktiver og serviceydelser, som er nødvendige for at opretholde eller genoprette samfundsvigtige funktioner*. Vi ser en tendens til, at kritisk infrastruktur er blevet et bredere begreb over tid i takt med geopolitiske bevægelser og ændringer i trusselsbilledet generelt. Eksempelvis benævnes cybersikkerhed og værnemidler som kritiske for samfundsvigtige funktioner i dag, hvilket ikke var tilfældet for 15-20 år siden.

Vi ser en tendens til og politisk præference for, at ejerskabet af kritisk infrastruktur skal være dansk. I visse tilfælde, med særlig relevans for energiinfrastruktur, ser vi også at den foretrukne løsning er statsejerskab fx i valg og organisering af systemoperatør (Energinet). Udenfor energisektoren ses modeller med blandet ejerskab (også udenlandsk) fx lufthavne (Københavns Lufthavne) og telekommunikation (TDC) med en struktur, hvor danske pensionsforvaltere deler ejerskab med udenlandske investorer, men ofte med en ret for den danske ejer til at være afgørende ved uenighed. Det politiske fokus med at holde bestemmende indflydelse på danske hænder ses også eksemplificeret ved den nye investeringscreeningslov, hvor udenlandske direkte investeringer i 'særligt følsomme sektorer' skal forudgående anmeldes til Erhvervsstyrelsen.

ET FORSIGTIGT BUD PÅ ET REGULATORISK LANDSKAB FOR BRINTINFRASTRUKTUR

På baggrund af de fem hovedtendenser i reguleringen vurderer vi, at landskabet for et fremtidigt brintmarked i Danmark ville kunne se nogenlunde således ud:

Brintproduktion vil i udpræget grad blive placeret tæt på VE-kilder for at minimere omkostninger til udbygning af elinfrastruktur og samtidig bidrage til balancering af elsystemet (samlokation). Denne udvikling vil blive understøttet af igangværende reformer af tarifstrukturen på el i, som vil give større incitament til at udnytte ledig kapacitet i det eksisterende net. Det vil sige tariffer, der fokuserer mindre på at betale for transport af strøm og mere på om brugere belaster den marginale kapacitet i nettet. Det vil være til fordel for brintproduktion, som i høj grad vil foregå når elpriser er lave og dermed også per definition kunne understøtte udnyttelse af ledig kapacitet i nettet.

Med overvejende sandsynlighed får vi en TSO model for brint i Danmark, med Energinet som en væsentlig aktør, også på udlandsforbindelser. På distributionssiden er det mere usikkert præcis, hvad der kommer til at ske og hvilke behov og muligheder, der bliver for private/direkte linjer eller et egentligt distributionsnet. Formentlig kommer en langsigtet investeringsplan og indtægtsrammeregulering som Energinet i forvejen er underlagt til ligeledes at omfatte brintinfrastruktur. Vi anbefaler dog, at indtægtsrammen indrettes så der tages højde for, at brintinfrastruktur skal opbygges mere eller mindre fra bunden og dermed adskiller sig fra el- og gasnetværkene, hvor der i højere grad er tale om udbygninger og vedligehold af eksisterende aktiver.

Det er også for nuværende en rimelig forventning, at brinttariffer vil være kapacitetsbaserede. Givet at man nu 'starter helt forfra' vil der være mulighed for at designe tarifferne med geografisk differentiering og optimere tariffernes omkostningsæghed. Med offentligt ejerskab af TSO nettet for brint og omkostningsægte tariffer, der reflekterer de langsigtede omkostninger i systemet samt den kapacitet den enkelte kunde vil have brug for, vil den første bruger ikke stilles værre end de næste brugere, fordi omkostningerne på samme måde som i et eksisterende netværk spredes ud over brugerne over en relevant og lang tidshorisont. Det kan også være en mulighed, at de allerførste brugere får en 'introduktionstarif' under det langsigtede niveau for hurtigere at bringe kapacitetsbenyttelsen op på det ønskede niveau. For TSOen kan dette de facto godt være budgetneutralt såfremt en lavere startpris ikke bare fremrykker indføddning i nettet, men samlet set fører til en højere kapacitetsudnyttelse fra start af.

Brinttariffer og eltariffer skal desuden sammentænkes for de forretningsmodeller, der kobler de to markeder, samt at tage højde for at brintnetværket vil have meget færre brugere end fx el og gas, hvilket også betyder, at prisstrukturen kan være anderledes. Uden grøn strøm kan vi ikke producere grøn brint, og uden grøn brint får vi svært ved at nyttiggøre al den grønne strøm som Nordsøen kan byde på. Det er et integreret problem, der kræver en integreret løsning

Endelig vurderer vi, at det på nuværende tidspunkt er relativt usikkert, hvordan markedsdesignet vil se ud for stadigt mere komplekse infrastrukturprojekter i eksempelvis Nordsøen.¹ Tabet af offentlig kontrol kan være en vigtig pull-faktor imod det traditionelle, drypvis udbudsdesign med specifikke funktionskrav. Det kan omvendt betyde, at det går langsommere end en mere markedsdrevet tilgang ville tilsige. Det skal ikke mindst ses i sammenhæng med, at en mere massiv udbygning af havvind fra dansk sokkel formentligt kun giver mening, hvis det knyttes sammen med produktion af brint da behovet for el til den direkte elektrificering i Danmark i sig selv kun kræver begrænset udbygning af havvind.

¹ Her mener vi eksempelvis flydende off-shore vindparker, multiple forbindelser, energi-/brintør osv.

KAPITEL 1

ET HELT NYT ENERGISYSTEM

Danmark står overfor en massiv omstilling af energisystemet og tilhørende infrastruktur i de kommende år. Energisystemet består kort fortalt af produktion, transmission, evt. lager, distribution og forbrug af energi. Det er hele denne værdikæde, der er under udvikling og udbygning i forbindelse med den grønne omstilling af vores samfund, hvor elektrificering (direkte og indirekte) er et helt centralt element.

I denne forvandling af energisystemet ser vi fem overordnede trends, der medfører fundamentale ændringer på de eksisterende el- og gasområder. *For det første* ser vi en trend mod mere sammensat energiproduktion (afsnit 1.1), og *for det andet* ser vi en trend mod meget mere havvind i elproduktionen som følge af den mere sammensatte energiproduktion (afsnit 1.2). *For det tredje* ser vi en trend for kobling af el- og gassektoren i form af Power-to-X (PtX)², som skal understøtte den indirekte elektrificering (afsnit 1.3). *For det fjerde* vil der i de kommende år være en trend med større havvindsprojekter, som bliver mere komplekst forbundet til land (afsnit 1.4). *For det femte* ser vi en trend mod en ændret forbrugssammensætning og -mønstre og en mere konsolideret distributionside. Dette beskriver vi i afsnit (1.5).

I dette kapitel beskriver vi kort de fem trends i energisystemet, fordi de gør os i stand til at forstå de bevægelser, der samtidig ses på reguleringssiden (kapitel 2). Med afsæt heri, giver vi vores bud på et muligt regulatorisk landskab for et fremtidigt brintmarked (kapitel 3).

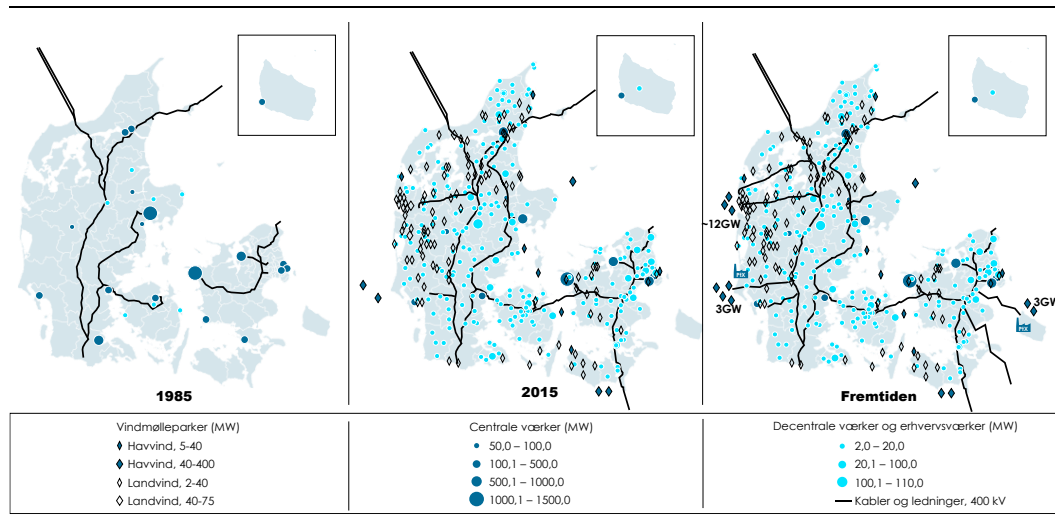
1.1 LANGT MERE SAMMENSAT ENERGIPRODUKTION

Det traditionelle landskab på elområdet med nogle få centrale kraftværker, der producerer elektricitet baseret på fossile kilder til forsyning af industri og husholdninger, har længe været i opbrud. På produktionssiden kan vi i fremtiden forvente os et stadigt mere sammensat system, end vi kender det i dag, hvor knap 30% af elektricitet produceres på centrale værker og 70% af gasproduktionen er naturgas fra Nordsøen.³ Siden 1985 er der sket en udvikling i det danske elsystem, hvor vi i dag ser mange mindre decentrale aktører i tillæg til få centrale værker. I fremtiden vil vi se endnu flere mindre producenter forskellige steder i netværket fra biogasanlæg, solcelleparker og småproducenter ('prosumers') samt massive mængder havvind fra Nord- og Østersøen, jf. Figur 1.

² Her mener vi både på Power-to-Gas (brint) og eventuelle efterfølgende forædlingsprocesser til brintbaserede e-fuels.

³ Energistyrelsen (2022b), Elforsyningsstatistik juni 2022. Elproduktion i 2021 bestod af 29% produktion på centrale værker. Energistyrelsen (2022c) Naturgasforsyningsstatistik juni 2022. Dansk produktion af metangas i 2021 bestod af 70% naturgas og 30% bionaturgas.

Figur 1
Elsystemet bliver mere sammensat på produktionssiden



Note: Illustrativ.

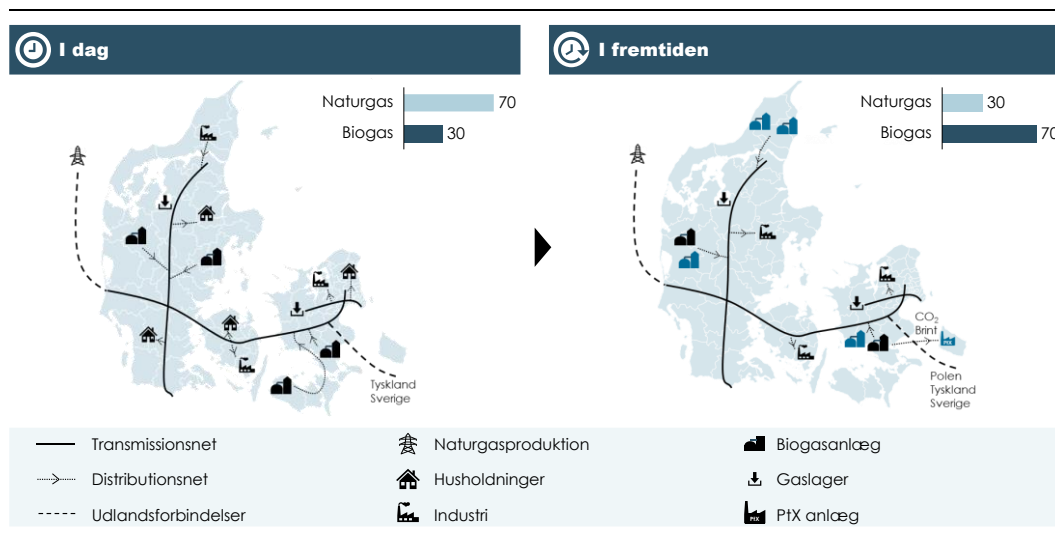
Kilde: Copenhagen Economics baseret Energistyrelsen (2022a).

På gasproduktionssiden vil vi se en ændring i gassens sammensætning, fra en klar overvægt af naturgas i dag til en overvægt af biogas fra 2030, jf. Figur 2.⁴ Forbrugsmønstret på gas er også under forandring i takt med især husholdningernes afkobling fra gas, hvilket vi vender tilbage til i afsnit 1.5. Samtidig vil biogas, som fødes mere decentralt ind i energisystemet via direkte indfødnig i distributionsnettet, blive mere udbredt i fx tung industri, som vil være den primær aftager af biogas, fordi sektoren er vanskelig at elektrificere.⁵ Senere kan andre energikilder også komme i spil. Nye grønne gasser, som brint og CO₂, ventes også at få en vigtig plads i fremtidens energisystem, jf. afsnit 1.3.

⁴ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a). Her omtales metangas kort som gas, en samlebetegnelse for naturgas eller biogas.

⁵ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a).

Figur 2
Gassystemet transporterer en stigende andel biogas ved siden af naturgas



Note: Illustrativ.

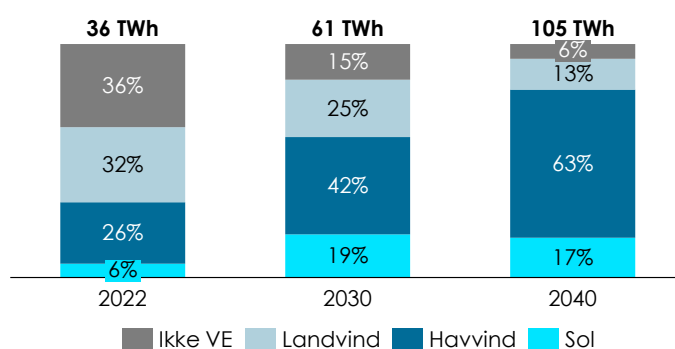
Kilde: Copenhagen Economics baseret på Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a), Energinet (2022a), Energistyrelsen (2019) og Energistyrelsen (2022c-d).

1.2 ELPRODUKTION I STIGENDE GRAD PRÆGET AF VOLATILE KILDER

I de kommende 20-30 år ventes en massiv stigning i elproduktion fra vedvarende energikilder (VE) som sol og vind i takt med at elproduktionskapaciteten stiger, jf. Figur 3. Stigningen skyldes i høj grad en stigning af solenergi og havvindmøller, hvoraf de sidste især er drevet af Esbjergerkleringen, som er et fælles dansk, tysk, hollandsk og belgisk mål om 65 GW havvind i 2030 og 150 GW i 2050, men også af en mindre stigning fra 2 GW til 3 GW på energiø Bornholm.⁶

⁶ Regeringen (2022a) og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2022b).

Figur 3
Elproduktion i Danmark frem mod 2040
Andel af den totale elproduktion



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2021 a).

I takt med at VE udgør en større del af den totale energiproduktion i Danmark, bliver produktionen mere vejrafhængig og volatil. Dette kan medføre store balanceudfordringer i elnettet, medmindre den øgede elproduktion kobles til et umiddelbart forbrug allerede inden elektriciteten rammer det kollektive net, fx elektrolysefaciliteter - eller det, der kaldes Power-to-X (PtX). Med PtX anvendes teknologien elektrolyse til at spalte vand til brint og ilt ved hjælp af store mængder energi, fx grøn elektricitet fra vind- eller solparker.

1.3 PTX INTRODUCERER BEHOV FOR SAMMENTÆNKNING AF KOMPLEMENTERENDE ENERGIFORMER OG - INFRASTRUKTUR

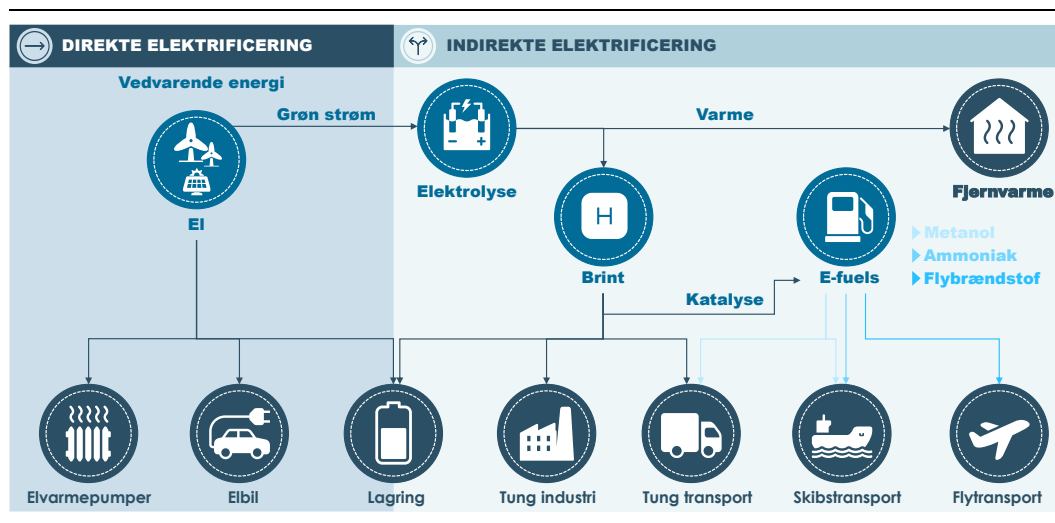
Integration af store mængder VE i energisystemet vil, alt andet lige vil kræve, at elnettet udbygges for at kunne håndtere de større mængder strøm. En udbygning af elnettet vil være omkostningsfyldt, og det vil medføre, at der i perioder uden fx vind vil være meget ledig kapacitet. For at undgå store netudbygninger med ujævn udnyttelsesgrad over døgnet og året i al almindelighed, må man tænke i andre løsninger inkl. muligheder for lagring, øget fleksibilitet og samplacering af produktion og forbrug. Hvis vi lykkes med dette, vil behovet for udbygning kunne begrænses betydeligt.

PtX kan være en del af løsningen for at undgå store nedudbygninger, fordi PtX anlæg er fleksible storforbrugere af elektricitet, og ved at koble disse med energiproduktion direkte, og evt. med en begrænset forbindelse til det kollektive net, kan vi, populært sagt, producere brint når vinden blæser og skrue ned for produktionen, når det er vindstille, og der er behov for mere elektricitet i nettet. Det er også her lokale og privatejede elforbindelser, de såkaldte direkte linjer, mellem elproduktions- og forbrugsanlæg kan komme i spil og aflaste behovet for massive investeringer i de kollektive net, herunder distributionsnettet.

Hvis vi kan bruge eksisterende gasledningskapacitet helt eller delvist til transport af brint, får vi koblet de forskellige eksisterende energiinfrastrukturer sammen. Dertil kan komme andre grønne gasser, CO₂ fx, som også kan spille en rolle i systemet på sigt i forbindelse med produktion af

kulstofbaserede e-fuels, se et eksempel på sammentænkning i Figur 4. Hvis andre grønne gasser kommer til at spille en rolle i systemet på sigt, vil der kunne komme nye slutbrugere i systemet som fx skibstransport og flytransport.

Figur 4
Eksempel på sammentænkning af komplementerende energiformer og -infrastruktur



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021b).

1.4 STØRRE HAVVINDSPROJEKTER MERE KOMPLEKST FORBUNDET TIL LAND

I takt med at omkostningerne på havvindmøleteknologi falder, stiger havvindmølleparkernes kapacitet og kompleksitet. Traditionelt har havvindmølleparker været koblet til land via én radial forbindelse til land, hvor elektriciteten skulle transporteres via de kollektive transmissions- og distributionsnet. Dette billede er under udvikling.

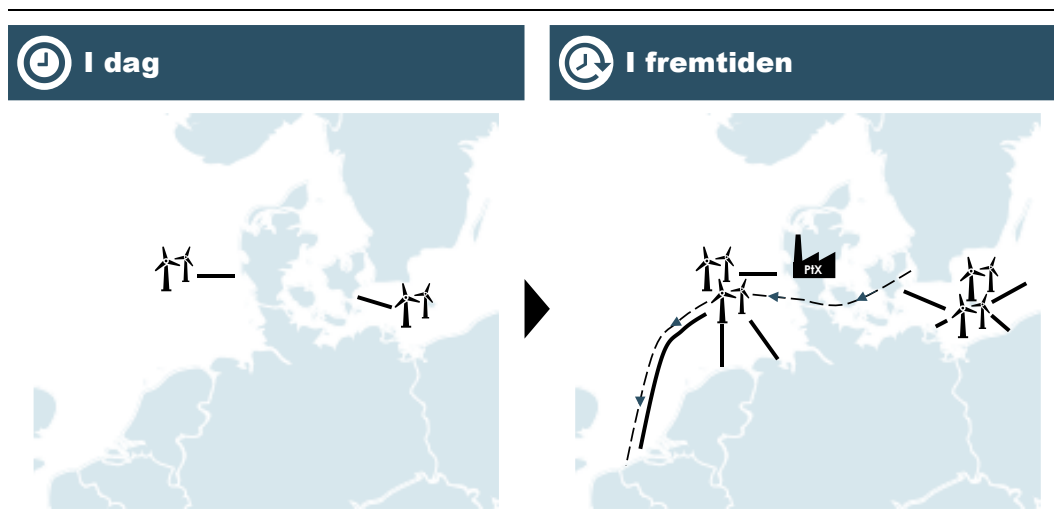
Energøen på Bornholm er et eksempel på en nye former for transport og ilandførelse, fordi øen er tiltænkt at have en forbindelse til både Sjælland og Tyskland.⁷ Det giver både fleksibilitet og balanceringsmuligheder i nettet at kunne eksportere eller importere strøm, når der brug for det. Den norske systemoperatør, Statnett, har desuden i forbindelse med forarbejdet til udbuddet af Sørlige Nordsjø II pointeret de samfundsøkonomiske fordele, der kan være forbundet med multiple forbindelser.⁸

Forbindelser til flere priszoner og/eller samplacering af elproduktion og -forbrug, gør, alt andet lige, havmølleparkerne mere komplekse med flere forskellige forretningsmodeller, indtægtsstrømme og incitamentsstrukturer at tage højde for i forbindelse med designet af auktionsmodeller og aktørernes budafgivelse i udbud, jf. Figur 5.

⁷ Energinet (2022b).

⁸ Statnett (2022).

Figur 5
Illustration af nye, større og mere komplekse havvindsprojekter



Note: Illustrativ.

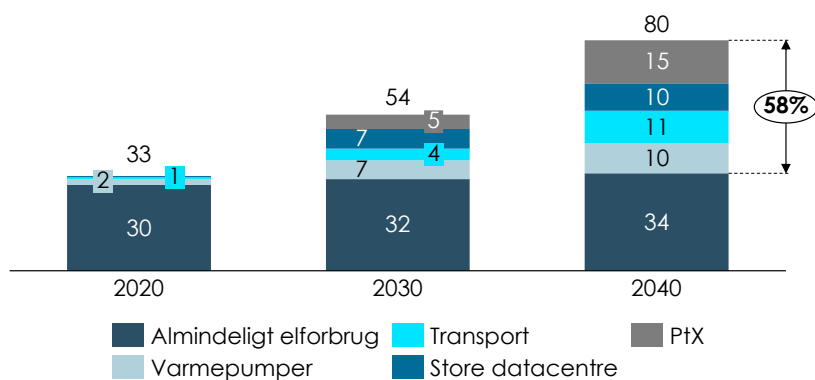
Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energinet (2022c) og Regeringen (2022b).

1.5 FORBRUGSSAMMENSÆTNINGEN OG -MØNSTRE ÆNDRES OG DISTRIBUTIONSSIDEN KONSOLIDERES

Endelig er energiforbruget under forandring både i forhold til 1) energiforbrugets størrelse, 2) forbrugsmønster dvs. *hvornår* forbruges strømmen, og 3) forbrugssammensætning dvs. *hvem* forbruger strømmen.

For det første stiger energiforbruget kraftigt i kommende år drevet af helt ny efterspørgsmål fra varmepumper til boligopvarmning, elbiler, PtX og datacentre. Dertil kommer en mindre forventet stigning i det generelle elforbrug i takt med befolkningstilvækst osv. Samlet set forventes en fordobling af det samlede elforbrug frem mod 2040 næsten udelukkende drevet af ”nyt” elforbrug, således at ’det nye elforbrug’ udgør mere end halvdelen af al elforbrug i 2040, jf. Figur 6.

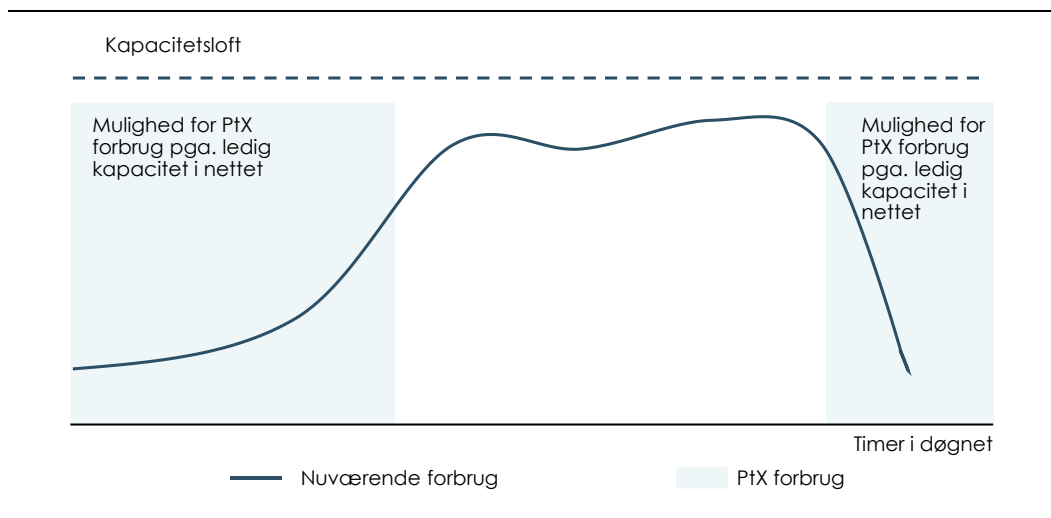
Figur 6
Elforbrug i Danmark, 2020-2040
TWh



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2021 a).

For det andet har forbrugsmønstret på især elektricitet traditionelt været, og er i høj grad fortsat, præget af et stort forbrug (kapacitetstræk) i morgentimerne og igen i eftermiddags- og aften-timerne, de såkaldte peakhours eller spidsbelastningstidspunkter. Med introduktionen af nye elkun-der, fx PtX anlæg, vil forbrugsmønstret blive udglattet ved at forbruge kapacitet fra elnettet, når der er ledig kapacitet og ikke bruge kapacitet ved spidsbelastningstidspunkter og dermed undgå, at vi oplever kapacitetsbegrænsninger i elnettet, se Figur 7. Tilsvarende vil også elforbrug fra varmepum-per og elbiler med fordel for forbrug kunne foregå når priserne er lave, hvilket systematisk vil ten-dere til at overlappe med tider med lav kapacitetsudnyttelse.

Figur 7
Effekt af PtX på elnettets kapacitetsudnyttelse: illustration
 MW



Kilde: Illustration af Copenhagen Economics

For det tredje ser vi samtidig med et stigende elforbrug til fx varmepumper og en videre udrulning af fjernvarme til flere husstande, en afkobling af metangasforbruget.⁹ Gas spås stort set udfaset for danske husholdninger i år 2035.¹⁰ Når husholdninger afkobles nettet, vil det relativt finmaskede gasdistributionsnetværk blive udnyttet i lavere grad, med undtagelse af de industrivirksomheder, der stadig måtte være afhængige af gas til produktion. Det betyder også, at omkostninger til at drive systemet per bruger stiger markant. Derfor ser man også i øjeblikket på alternative brugsmuligheder af den eksisterende gasinfrastruktur til fx transport af brint.

I takt med bl.a. effektiviseringskrav, har forsyningssektoren generelt, ikke blot energidistribution, over de senere år undergået en konsolidering så færre selskaber betjener et stadigt større antal kunder. Det er tydeligt for fx eldistributionsselskaber, hvor der før 2000 var næsten 200 selskaber, og i dag er dette tal reduceret til 17.¹¹ Det giver åbenlyse stordriftsfordele på eksempelvis administrationsomkostninger. På elområdet bliver ca. 60% af elkunderne i dag betjent af tre distributionsselskaber¹², mens gasområdet drives af én statslig operatør, Evida, der opstod ved sammenlægning af Dansk Gas Distribution (DGD, etableret i forbindelse med børsnoteringen af DONG Energy), NGF Nature Energy og HMN Gasnet i 2019.¹³

⁹ Metangas er både naturgas og biogas.

¹⁰ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2022a). Ambitionen er, at der fra 2035 ikke længere skal være boliger i Danmark, der opvarmes af gasfyr, og at al gas i Danmark skal være grøn i 2030.

¹¹ Dansk Energi (2017) og FindEnergi (2022).

¹² Andel leverer strøm til 40% af Danmark svarende til 1,4 mio. netkunderne (Andel, 2022). Andel distribuerer strøm via Radius og Ceteris. N1 leverer strøm til 750.000 kunder i Jylland (N1, 2022). Tilsammen dækker disse tre distributionsselskaber ca. 60% af Danmark og med fælles ejer som sagt for Radius og Ceteris og fælles topledelse.

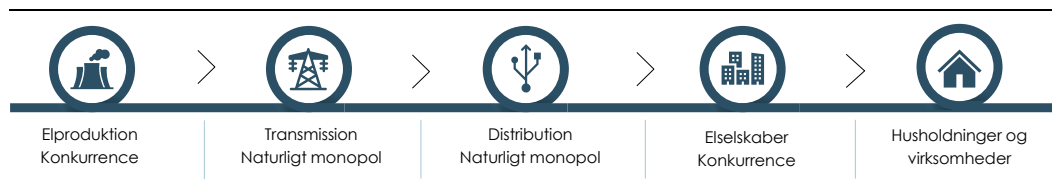
¹³ Evida (2022a).

KAPITEL 2

REGULERINGSTENDENSER I EL- OG GASNET

Den massive omstilling af energisystemet og tilhørende infrastruktur i de kommende år har allerede affødt en begyndende tilpasning af reguleringen på energiområdet. Regulering af forsyningssektoren, herunder energi, er nødvendig, fordi forsyningsvirksomheder er kendetegnet ved mange naturlige monopoler, se Figur 8.

Figur 8
Værdikæden i elsektoren



Note: Illustrativ.

Kilde: Copenhagen Economics.

Der er mange naturlige monopoler i forsyningssektoren, hvor der er høje investeringsomkostninger til netværk (rør og ledninger) og store skalaeffekter (når rør og ledninger først ligger der, er det billigt at servicere én ekstra kunde). De høje investeringsomkostninger og de store skalaeffekter, når netværket først er etableret, betyder også, at det kan være vanskeligt for en konkurrent at komme ind på markedet, deraf navnet naturligt monopol. Det betyder samtidig, at kunderne ikke har andre steder at gå hen end den ene leverandør af transmission eller distribution, der nu er i det geografiske område.¹⁴ Derfor er sektoren underlagt regulering. Reguleringen fastlægger overordnet set tre ting; den regulerede enheds rammer og beføjelser (hvordan vedtages og gennemføres nye investeringer fx), prissætning og opgørelse af omkostninger.

Vi ser fem overordnede tendenser i regulering og ejerskab af energisystemet og tilhørende infrastruktur, jf. Figur 9. *For det første*, ser vi en tendens til mere langsigtede netværksinvesteringer og transparens om de trends i systemet, der bygges efter (afsnit 2.1). *For det andet*, ser vi en bevægelse mod mere omkostningsægte tariffer, dvs. betaling for transport i el- og gassektorerne (afsnit 2.2). *For det tredje*, ser vi en tendens mod nye auktionsformer over vindressourcer i eksempelvis Nord-søen med tiltagende størrelse og kompleksitet (afsnit 2.3). *For det fjerde*, ser vi en klar tendens til et fortsat blandet ejerskab langs værdikæden i hhv. el- og gasmarkedet (afsnit 2.4), og *for det femte*, en tydelig præference for dansk, men måske især statsligt, ejerskab af den såkaldt 'kritiske infrastruktur' (afsnit 2.5).

¹⁴ Brugere er det man kalder 'captive'.

Figur 9
Fem reguleringstendenser



Kilde: Copenhagen Economics.

2.1 MERE TRANSPARENS OM NETVÆRKSINVESTERINGER OG LANGSIGTEDE FORUDSÆTNINGER OM SYSTEMET

Energinet oplever i disse år justeringer i sin regulatoriske ramme. Det er ikke fundamentale justeringer i mål og ansvarsområde, men det understreger efter vores vurdering en *bevægelse og tendens* i Energinets rammer, der tilsiger mere fokus på langsigtede investeringer og trends i energisystemet. I dette afsnit beskriver vi først den såkaldte langsigtede investeringsplan (2.1.1), der indførtes i sin nuværende form i 2020, og indtægtsrammeregulering (2.1.2) der træder i kraft ved årsskiftet 2022/2023.

2.1.1 Den langsigtede investeringsplan

Energinet har til opgave blandt andet at planlægge kommende netværksinvesteringer ud fra kriterier som forsynings sikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, velfungerende konkurrencemarkeder, indpasning af vedvarende energi, men Energinet kan også blive pålagt af Klima-, Energi- og Forsyningsministeren at gennemføre en given investering.¹⁵ Med en lovændring ultimo 2020, blev Energinet pålagt at inddrage offentligheden i den såkaldte langsigtede udviklingsplan (LUP), der i store træk baserer sig på Energistyrelsens årlige analyseforudsætninger (AF) og udarbejdes hvert andet år.¹⁶ Det er med til at skabe større transparens om Energinets systembetragtning med fokus på langsigtede behov i systemet frem mod 2040.

Lov om Energinet (gældende)

§ 4. Etablering af nye eltransmissionsnet og gastransmissionssystemer og væsentlige ændringer i bestående net og systemer kan ske, hvis der er et tilstrækkeligt behov for udbygningen, herunder at udbygningen sker med sigte på øget forsynings sikkerhed, beredskabsmæssige hensyn, skabelse af velfungerende konkurrencemarkeder eller indpasning af vedvarende energi,

¹⁵ Lov om Energinet (2020).

¹⁶ Energinet (2022g).

eller hvis projektet er nødvendigt til opfyldelse af pålæg i medfør af stk. 6. Hvis et projekt har regional betydning på tværs af landegrænser, skal dette indgå i behovsvurderingen. I særlige tilfælde kan ændringer i bestående eltransmissionsnet ske alene af hensyn til forskønnelse.

Stk. 2 Energinet skal udarbejde en **langsigtet udviklingsplan**, som giver et samlet overblik over udviklingsbehovene for eltransmissionsnettet og gastransmissionssystemet på både kort og lang sigt samt planlagte og mulige løsninger. Der skal i forbindelse med udarbejdelse af den langsigtede udviklingsplan **ske inddragelse af offentligheden**. Energinet skal offentliggøre den langsigtede udviklingsplan og samtidig indsende planen til klima-, energi- og forsyningsministeren til orientering.’

Kilde: LBK nr 1161 af 05/08/2022 Bekendtgørelse af lov om Energinet

Copenhagen Economics har i forbindelse med dette projekt gennemført en række interview med markedsaktører på energiområdet, og der er en oplevelse af, at LUP har givet Energinet en større grad af frihed til at planlægge og investere langsigtet end tidligere. Selvom Energinet hele tiden har skulle foretage planlægning, opleves det, at LUP i højere grad faciliterer det langsigtede hensyn og underliggende trends end tidligere, hvor der i højere grad skulle kunne konstateres et konkret behov for udbygning.

Lov om Energinet (historisk)

’§4 ...

Stk. 2. Udbygning i henhold til stk. 1 skal forinden påbegyndelse være **belyst i en plan**. Planer for udbygning efter stk. 1, 1. pkt., skal **samtidig skitsere det fremtidige behov for transmissionskapacitet**. Planen skal indsendes til klima-, energi- og forsyningsministeren, inden udbygning i henhold til stk. 1 kan påbegyndes. Udbygning kan tidligst påbegyndes 6 uger efter planens indsendelse.’

Kilde: LBK nr 118 af 06/02/2020 Bekendtgørelse af lov om Energinet

Når Energinet foretager en investering, udarbejdes en samfundsøkonomisk analyse, der demonstrerer at dette er en fornuftig idé og som skal godkendes af Energinets ejer.¹⁷ Det betyder også, at Energinet for så vidt frit kan foreslå andre investeringer, der opfylder kravet om samfundsøkonomi, hvis en politisk aftale eller andre uforudsete hændelser sker i løbet af LUP’s to-årige periode. Samtidig kan Energinet også pålægges at gennemføre investeringer, der *ikke* forventes at give et samfundsøkonomisk overskud. Et eksempel på en sådan er etablering af en gastransmissionsforbindelse til Lolland-Falster, der ved ansøgningstidspunktet gav et resultat med en samfundsøkonomisk nettoutidsværdi på -699 mio. kr. (2020 priser).¹⁸

¹⁷ Lov om Energinet 4, stk. 3.: *Energinet skal ansøge klima-, energi- og forsyningsministeren om godkendelse af projekter*

¹⁸ Folketinget (2021). Siden har budgetoverskridelser i omegnen af 180 mio. kr. truet med at gøre projektet endnu dyrere, jf. Energiwatch (2022a).

2.1.2 Ny økonomisk regulering: fra hvile-i-sig-selv til indtægtsrammeregulering

Fra 1. januar 2023 overgår Energinet fra hvile-i-sig selv regulering til en såkaldt indtægtsrammeregulering.¹⁹ Med hvile-i-sig-selv regulering skal brugernes betaling over en årrække balancere med omkostningerne, og der er dermed ikke noget incitament til at holde omkostningerne nede. Med indtægtsrammeregulering bliver der sat et loft over indtægterne, og hvis selskabet tjener mere, skal differencen tilbagebetales. Omvendt, hvis selskabet formår at holde omkostningerne nede, kan det beholde profitten. Fordi selskaber underlagt indtægtsrammeregulering kan beholde profitten, er der skabt incitament til at investere langsigtet og med fokus på omkostningsminimering.

Ændringen betyder i praksis, at Energinet skal "(...) afdække langsigtede risici. Det medfører på kort sigt en stigning i omkostning til forrentning af den investerede kapital i aktiver og egenkapital. Omkostningen dækker en opsparing til at dække eventuelle fremtidige økonomiske underskud i gastransmissionssystemet."²⁰ Den isolerede effekt på Energinets gastarif er endnu usikker, mens eltariffen stiger med 1,5 øre/kWh som følge af ændringen i indtægtsrammereguleringen alene.²¹

På distributionsniveau er indtægtsrammeregulering allerede etableret. For gasnetselskaber bliver rammerne sat hvert 4. år, og for elnetselskaber bliver de sat hvert 5. år.²² Planlægningshorisonten med indtægtsrammeregulering er ikke altid passende i perioder med stor teknologisk udvikling, fordi indtægtsrammen i en ny reguleringsperiode bliver fastsat med udgangspunkt i omkostningerne i den foregående reguleringsperiode.²³ Der skal derfor foretages justeringer i indtægtsrammereguleringen for DSO'er, hvis der skal kunne tages højde for fremtidige ændringer og dermed tillade for langsigtet planlægning på distributionsniveau.

Ved ændringen af reguleringen af Energinet bliver reguleringen af dansk TSO og DSO mere ensartet og sikrer de samme incitamenter. Indtægtsrammeregulering af TSO'er er allerede etableret i flere andre europæiske lande, som vi ofte sammenligner os med, jf. Tabel 1.

¹⁹ Energinet (2022e).

²⁰ Energinet (2022h).

²¹ Energinet (2022e).

²² Indtægtsrammebekendtgørelsen (2020) og Indtægtsrammebekendtgørelsen (2016).

²³ Andersen, P. B., Træholt, C., & Marinelli, M. (2020).

Tabel 1**Indtægtsrammeregulering findes allerede i flere andre europæiske lande**

LAND	STØRRELSE AF GASNET	STØRRELSE AF ELNET	TSO REGULERING
Danmark	TSO: ~860 km DSO: ~18.000 km	TSO: ~6.900 km DSO: ~165.000 km	Omkostningsdækning: Hvilke-i-sig-selv, men overgår til indtægtsrammeregulering 1. januar 2023
Tyskland	TSO: ~40.000 km DSO: ~500.000 km	TSO: ~37.000 km DSO: ~1.800.000 km	Omsætningsloft i en 5-årig periode. Omfattende processer til reguleringsændring
Holland	TSO: ~12.000 km DSO: ~125.000 km	TSO: ~21.000 km DSO: ~329.000 km	Indtægtsrammeregulering siden 2001. Omsætningsloft i en 3-5-årig periode
Sverige	TSO: ~600 km DSO: ~3.350 km	TSO: ~15.500 km DSO: ~549.000 km	Indtægtsramme for en 4-årig periode
Norge	TSO: NA DSO: ~740 km	TSO: ~12.800 km DSO: ~304.000 km	Indtægtsrammeregulering siden 1997. Årligt omsætningsloft baseret på historiske omkostninger
Storbritannien	TSO: ~7.000 km DSO: ~265.000 km	TSO: ~25.000 km DSO: ~800.000 km	Indtægtsrammeregulering siden 2010. Indtægtsramme for en 8-årig periode

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2016), Diekmann, J., Leprich, U., & Ziesing, HJ. (2007), Bundesnetzagentur (2014) og CEER (2022).

2.2 MERE OMKOSTNINGSÆGTE TARIFFER

Et energinetværk består af kabler eller rørledninger, der, meget forenklet, forbinder produktions- og forbrugssted af eksempelvis elektricitet eller brændstof (gas, olie osv.). Et sådant netværk er, som beskrevet ovenfor, forbundet med store investeringsomkostninger til kabler eller rør, men også til selve udrulningen, der kan involvere store anlægsprojekter til lands og til vands. I transmissionsnetværk er den primære omkostningsdriver kapacitet, dvs. 'størrelsen' på forbindelserne.²⁴ Omkostningen til netværket skal dækkes af brugerne og opkræves i form af tariffer.

Tariffer er altså en fordeling af netomkostninger på brugerne og falder groft sagt i to overordnede kategorier; volumetriske (betaling efter forbrug) og kapacitetsbaserede (betaling efter den kapacitet i netværket, som kunden gør brug af), se Boks 1.

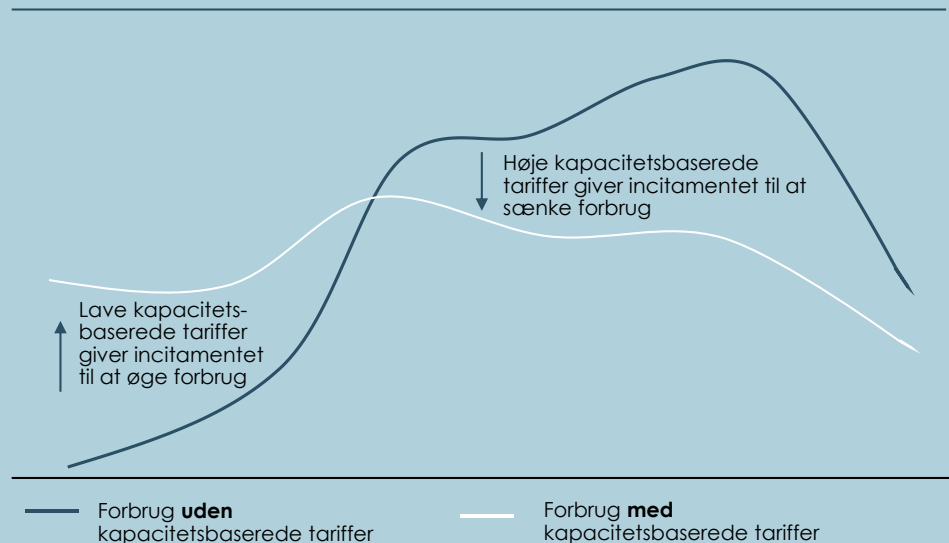
²⁴ CEER (2017).

Boks 1 Kapacitetsbaserede vs. volumetriske tariffer

Tariffer, der afspejler brugerens træk på netkapacitet kaldes **kapacitetsbaserede**. Når der er stort kapacitetstræk på nettet, reflekteres dette i høje tariffer, og omvendt når der er ledig kapacitet i nettet, er tarifferne lave. Tarifferne kan derfor variere over døgnet og alt efter hvordan net og forbrug er dimensioneret og sammensat et givent sted i nettet. Med kapacitetsbaserede tariffer vil den, der belaster nettet, dække de relaterede omkostninger og gives derved incitament til at bruge nettet på de tidspunkter, hvor der er ledig kapacitet i det eksisterende net.

Med en **volumetrisk tarif**, hvor der betales proportionalt med den forbrugte mængde (fx kWh, m³ gas, vand, etc.), betaler brugeren til gengæld den samme pris over hele døgnet selvom den underliggende omkostning reelt ikke er den samme. Volumetriske tariffer kaldes også en flad tarif, fordi det implicit antages, at alle forbrugertyper har samme kapacitetsbehov.

Figur: Eksempel på udglatning af forbrugsmønster med og uden kapacitetsbaserede tariffer
Kapacitetsloft



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Andersen, P. B., Træholt, C., & Marinelli, M. (2020), Dansk Energi (2022) og Forsyningstilsynet (2022b).

Vi ser en tydelig tendens mod mere kapacitetsbaserede og dermed omkostningsægte tariffer i Danmark fordi omkostningerne drives af brugernes kapacitetstræk i netværket. I dette afsnit ser vi først på tendensen mod mere kapacitetsbaserede eltariffer (2.2.1) og i næste afsnit på udviklingstendenser for gastariffer (2.2.2).

2.2.1 Bevægelse mod mere omkostningsægte eltariffer

Der opkræves tariffer i både TSO og DSO netværket, men forbrugeren opkræves kun én gang for transmission og distribution via sin elleverandør.

Eltransmissionstariffen for forbrug er i dag en volumetrisk gennemsnitstarif, som er ens for alle og som betyder, at det koster det samme for alle elforbrugere, store som små, at bruge netværket i alle døgnets timer i alle dele af landet. Ligeledes har elproducenter, der føder el ind i systemet, betalt en flad tarif, uden hensyn til flaskehalse i nettet. Det er under forandring nu.

Energinet har netop udmeldt de nye eltransmissionstariffer for 2023, hvor tarifferne generelt stiger med knap 30%, og hvor balancetariffen sløjfes og indgår som en del af systemtariffen.²⁵ Overordnet er forbrugstarifferne dog på den korte bane fortsat volumetriske, dvs. en øre-betaling per kWh forbrugt. Energinet offentliggjorde dog samtidig, at producenttariffen fra årsskiftet vil indeholde en differentiering mellem områder, hvor der er et produktionsunderskud (0,46 øre/kWh) hhv. produktionsoverskud (1,06 øre/kWh). Det betyder, at elproducenter i højere grad kommer til at betale for de omkostninger, de afstedkommer i elsystemet, hvilket er et skridt imod mere omkostningsægte tariffer.²⁶

Vi ser en klar tendens mod mere omkostningsægte eltransmissionstariffer på sigt gennem Energinets løbende arbejde med at modernisere tarifdesignet så det i højere grad belønner et fleksibelt elforbrug. Energinet har i løbet af 2022 anmeldt en række nye tarifmodeller til Forsyningstilsynet, som dog afventer godkendelse inden de kan implementeres, se Boks 2.

²⁵ Energinet (2022e).

²⁶ Energinet (2022e). Under forudsætning af Forsyningstilsynets godkendelse.

Boks 2 Modernisering af eltariffer gennem tarifreform**Gældende tariffer**

I dag består transmissionsforbrugstariffer af tre elementer: transmissionstarif, systemtarif og balancetarif for forbrug. Transmissionstariffen dækker Energinets omkostninger til drift og vedligehold af det overordnede elnet og drift og vedligehold af udlandsforbindelser. Systemtariffen dækker omkostninger til forsyningssikkerhed og elforsynings kvalitet, herunder reservekapacitet, systemdrift m.v. Endelig dækker balancetariffen en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelser og håndtering af balancemarkedet.

Energinet har igangsat en **tarifreform** for transmissionstarifferne. Målet med arbejdet beskrives som; *'at udvikle en tarifmodel, der i højere grad afspejler omkostningerne for rådighed og brug af nettet samt belønner forbrugerne for den fleksibilitet, som de vil udvise, og samtidig sikrer fortsat betaling til drift og udvikling af det kollektive elnet samt til de ydelser, der bidrager til at opretholde forsyningssikkerheden.'*

- **Forbrugstariffer:** Her arbejder Energinet på en større omkostningsægtighed, der i højere grad end tidligere afspejler, hvordan den enkelte kundes forbrugsbeslutning påvirker netværkets kapacitetbehov:
 - En gradvis indfasning af **kapacitetsbetaling** (DKK/MW/år). Kapacitetsbetaling er en fast betaling, der knytter sig til den enkelte kundes effektbehov. Formålet med kapacitetsbetaling er at give kunden incitament til at interessere sig for effektbehovet og dermed for hvilke omkostninger, der drives i transmissionsnettet, fordi omkostningerne her er drevet af effektbehov og ikke løbende energiforbrug, som er afspejlet i de nuværende tariffer.
 - **Tidsdifferentiering** (lavere tariffer på de tidspunkter, hvor nettet er mindst belastet, fx en lavpriszone om natten). Med tidsdifferentiering vil en større del af tariffbetalingen blive lagt på de kunder, som bruger nettet, når belastningen er størst. Samtidig vil tariffstrukturen tilgode disse fleksible elforbrugere, som har mulighed for at lægge deres forbrug der, hvor nettet er mindst belastet, fx PtX-værker.
 - **Begrænset nedadgang** (en rabat mod at frasige sig ret til netværksadgang i alle timer).¹ Kunder der kunne være interesserede i begrænset nedadgang kunne fx være fleksible storforbrugere såsom PtX-værker.
- **Systemtarif:** Energinet ønsker at indføre en **abonnementsordning**, der skelner mellem forskellige kundesegmenter, eksempelvis et segment for storforbrugere med et forbrug over 100 GWh, hvor der opnås en betydelig rabat på forbrug udover de 100 GWh.²
- **Øjeblikstarifiering af egenproducenter:** Energinet ønsker at harmonisere behandlingen af forskellige typer egenproducenter, så alle egenproducenter fremover vil blive afregnet efter deres øjeblikkelige træk på nettet.³
- **Balancetariffer:** Energinet ønsker at forenkle opkrævningen og opkræve omkostninger til balancenydelser under systemydelsestariffen.

Note: 1) Anmeldt til Forsyningstilsynet i foråret 2022 og genanmeldt i revideret form 16. juni 2022. 2) Anmeldt til Forsyningstilsynet 23. juni 2022. 3) Anmeldt til Forsyningstilsynet den 21. juni 2022.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energinet (2022f) og Energinet (2022m).

Ændringerne mod mere omkostningsægte og kapacitetsbaserede tariffer i det danske TSO-tarifdesign bringer Danmark mere på linje med udlandet. På nuværende tidspunkt er Danmark det eneste land blandt vores nærmeste naboer, som ikke har kapacitetsbaserede transmissionstariffer, se Tabel

2. I tillæg til en kombination af volumetriske og kapacitetsbaserede transmissionstariffer, har Belgien også tidsdifferentierede transmissionstariffer, og Sverige har geografisk differentierede transmissionstariffer.

Tabel 2
Transmissionstarifstruktur på el i Danmark og nabolande

TSO	VOLUME- TRISK	KAPACI- TETSBASE- RET	TIDSDIFFE- RENTIERET	GEOGRA- FISK DIFFE- RENTIERET	KOMMENTAR
Danmark	✓	✗	✗	✗	Består af transmissions-, system- og balancetarif. Fra 1. januar 2023 stiger transmissionstariffen med 2,7 øre/kWh til 7,6, systemtariffen stiger med 0,6 øre/kWh til 6,7 øre/kWh, og balancetariffen falder 0,23 øre/kWh til 0,0 øre/kWh.*
Holland	✗	✓	✗	✗	
Tyskland	✓	✓	✗	✗	Vægtning afhængig af forbrugersens peak forbrug samtidig med det årlige peak i netværket.
Belgien	✓ (~60%)	✓ (~40%)	✓	✗	Geografisk bestemt struktur. Tidsdifferentierede tariffer pålægges alle forbrugere.
Sverige	✓ (~20%)	✓ (~80%)	✗	✓	Indførte geografiske tariffer i 2000 for at mindske overbelastningsomkostninger.

Note: *Balancetariffen i Danmark lægges fra 2023 ind under systemtariffen og udgør i 2023 0,36 øre/kWh.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på ACER (2019) og Energinet (2022e).

Vi vurderer, at tarifieringen i Danmark sammenholdt med omkringliggende lande, bliver mere og mere vigtig i de kommende år i takt med store elforbrugere som fx PtX-anlæg bliver anlagt. Når PtX-anlæg skal placeres geografisk, kan forskelle i el- (og brint)tariffer blive afgørende, og dermed bliver selve tarifferne et konkurrenceelement i fremtidens europæiske brintmarked. På nuværende tidspunkt vil Danmark 'tabe' i denne konkurrence, fordi de fleste nord(-vest)europæiske lande har lavere tariffer end Danmark, se Tabel 3. I Holland er det ydermere muligt at søge om subsidier til produktionen på PtX-anlæg gennem SDE++ programmet. Størrelsen og betingelserne for subsidierne afhænger af den specifikke ansøgning, men de bliver udbetalt for 12-15 år.²⁷

²⁷ RVO (2022).

Tabel 3**Tariffer i Danmarks nabolande er attraktive for brint- og PtX industri**

LAND	EGENSKAB AF TARIF	ELTARIF TIL PTX/STORKUNDER*
Danmark	Volumetrisk tarif	~15 EUR/MWh
Tyskland ^{1,2}	Fritagelse for tarifbetaling fra PtX faciliteter i de første 20 år. Efter 20 år er der en kombination af volumetriske og kapacitetsbaserede tariffer	0 EUR/MWh Efter 20 år: ~16 EUR/MWh
Holland ^{3,4}	Fast kapacitetsbaseret tarif for tilslutning samt variabel tarif for forbruget. Derudover er PtX anlæg støtteberettigede	~4 EUR/MWh
Sverige ⁵	Kapacitetsbaseret tarif	~3 EUR/MWh
Finland ⁶	Kapacitetsbaserede og tidsdifferentierede tariffer	~5 EUR/MWh

Note: *Danske tariffer er fra 2021, øvrige tariffer er fra 2019 (anlæg over 330 kV).

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Amprion (2022), TennetDE (2022), TennetNL (2022), RVO (2022), SVK (2022), CEER (2019) og ENTSOE (2020).

Eldistributionstariffen for forbrug er i dag en volumetrisk gennemsnitstarif som er ens for alle forbrugere. Med den nye, godkendte Tarifmodel 3.0, som Forsyningstilsynet har godkendt til implementering i efteråret 2022²⁸, bliver dette ændret. Fremfor at benytte den flade, volumetriske tarif, skal eldistributionstarifferne fremover sende klare prissignaler til kunderne, der giver incitament til hensigtsmæssig adfærd. Med andre ord skal eldistributionstarifferne i højere grad være omkostningsægte. Helt konkret bliver dette gjort ved tidsdifferentierede tariffer, som er høje i perioder med størst belastning og vice versa.²⁹

Udover tidsdifferentierede tariffer bliver der med Tarifmodel 3.0 også indført effektbetalinger for store virksomheder. Med effektbetalinger bliver store virksomhedskunder opkrævet en større betaling baseret på den maksimale effekt i MW, som de trækker fra elnettet.

Med tarifmodel 3.0 bevæger Danmark sig i samme retning som vores nabolande, hvor der ikke er nogen, som udelukkende benytter en volumetrisk tarifmodel. Tendensen mod tarifmodeller med klare prissignaler til forbrugerne er derfor både en dansk og generel europæisk tendens, se Tabel 4.

²⁸ Forsyningstilsynet (2022b).

²⁹ Dansk Energi (2022).

Tabel 4
Distributionstarifstruktur på el i Danmark og nabolande

DSO	VOLUMETRISK	VOLUMETRISK + LUMP SUM	VOLUMETRISK + KAPACITETSBASE- RET	VOLUMETRISK + LUMP SUM + KA- PACITETSBASE- RET
Danmark *	✗	✗	✗	✓
Holland	✗	✗	✗	✓
Tyskland	✗	✓ (sjældent)	✓	✗
Belgien (Flandern)	✓ (husholdninger)	✗	✓ (højspænding)	✗
Sverige	✗	✓ (husholdninger)	✗	✓ (højspænding)

Note: Danmark afspejler den nye branchevejledning Tarifmodel 3.0, som træder i kraft i efteråret 2022. Den væsentligst ændring med Tarifmodel 3.0 er tidsdifferentiering. Baggrunden for tidsdifferentieringen i Tarifmodel 3.0 er, at belastningen i eldistributionsnettet driver kapacitetsbehovet og dermed hovedparten af kapitalomkostningerne. For langt de fleste kunder, særligt lavspændingskunderne, er det energiforbruget, de har samtidigt med andre lavspændingskunder, der driver kapacitetsbehovet i nettet. Samlet set går tarifstrukturen fra at være volumetrisk + et abonnement (lump sum) til at være volumetrisk og kapacitetsbaseret med et abonnement (lump sum).

Kilde: Copenhagen Economics baseret på ACER (2021 a) og Dansk Energi (2022).

2.2.2 Også mere omkostningsægte tariffer i gasnettet

I gassektoren har man ligeledes et transmissionsnet drevet af Energinet (TSO) samt et distributionsnet drevet af Evida (DSO). På gasområdet ser vi to overordnede og modsatrettede tendenser, der kendetegner markedets udvikling herunder også tarifferne.

På den ene side betyder den grønne omstilling, at naturgasforbruget gradvist udfases, og efter Ruslands invasion af Ukraine skal afkoblingen af private husholdninger ske i endnu højere tempo end hidtil forudsat. Det betyder, at gasdistributionsnettet i udpræget grad bliver overflødiggjort³⁰ i løbet af en kort årrække, og at der bliver færre brugere til at dække omkostningerne via tariffbetalinger.

På den anden side er markedet på transmissionssiden kendetegnet ved relativt lange kontrakter, der gør, at der fortsat i en kommende årrække vil være efterspørgsel efter transport og transit af naturgas, hvormed omstillingen sker med lavere hastighed. Med åbningen af Baltic Pipe forbindelsen til Polen i efteråret 2022, er det forventningen, at Danmark bliver transitland for gas mellem Norge og Polen frem til mindst 2038.³¹

Gastransmissionstarifferne er, i modsætning til elnettet, allerede i dag delvist kapacitetsbaseret og er sammensat af en uniform, volumetrisk tarif (30%) og en kapacitetsbaseret tarif (70%). Det volumetriske element bortfalder dog per 1. oktober 2022, efter Forsyningstilsynet i maj 2022

³⁰ Der er også mange overvejelser i gang om alternative brugsmuligheder af det eksisterende distributionsnet samt dets træer.

³¹ Klima-, Energi-, og Forsyningsministeriet (2021a) og Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021d).

godkendte Energinets forslag om nyt tarifdesign.³² Med ændringen bliver transmissionstarifferne vægtede gennemsnitstariffer mellem kapacitetsbaserede entry-tariffer og exit-tariffer. Konkret betyder ændringen, at kombinationen af en 70% kapacitetsbetaling på 20,53 DKK/kWh/time/år og 30% volumetrisk betaling på 0,00223 DKK/kWh erstattes af 100% kapacitetsbetaling på 50,57 DKK/kWh/time/år. Der er vigtigt at bemærke, at der ikke er tale om en stigning fra 20,53 til 50,57, da den samlede tariffbetaling også tidligere havde et forbrugsafhængigt/volumetrisk element. Samtidig bortfalder balancebetalingen på 0,00012 DKK/kWh, afbrydelighedsrabatten på 5-10% fastholdes, og nødforsyningstariffen opjusteres fra 0,00202 - 0,00413 DKK/kWh til 0,01046 – 0,02008 DKK/kWh.³³

Med den nye tarifstruktur vil kunderne betale for at tilføre eller trække gas ud fra transmissionsnettet, men der er en rabat, hvis kunder tilfører eller trækker fra et lager eller benytter en afbrydelig kapacitet. Vi bemærker i den forbindelse, at man har valgt at fastholde en uniform tarif, der på den ene side er enkel og gennemsigtig for kunderne, men på den anden side ikke reflekterer de geografisk betingede forskelle, der kan være forbundet med at tilføre eller udtage gas fra forskellige steder i nettet.

Med ændringen til 100% kapacitetsbaseret transmissionsinfrastruktur på gas træder Danmark et skridt tættere på tarifstrukturen i lande omkring os, jf. Tabel 5. Blandt sammenlignelige lande er det nu kun Belgien og Sverige, der fortsat benytter sig af mellem 3% og 20% volumetrisk tarif i deres tarifstruktur.

Tabel 5
Transmissionstarifstruktur på gas i Danmark og nabolande

TSO	VOLUME-TRISK	KAPACITETSBASERET	RABAT TIL/FRA LAGRE	AFBRYDELIGHEDSRABAT	KOMMENTAR
Danmark	✗	✓	✓ (100/100%)	✓ (5-10%) ¹	Gælden fra 1. oktober 2022. Tidligere var 30% volumetrisk og 70% kapacitetsbaseret
Holland	✗	✓	✓ (60/60%)	✗	
Tyskland	✗	✓	✓ (75/75%)	✓ (?)	Ex-ante rabat ved afbrydelighed
Belgien	✓ (3%)	✓ (97%)	✓ (100/50%)	✓ (20%)	Ex-ante rabat ved afbrydelighed på 20%
Sverige	✓ (20%)	✓ (80%)	✗	✗	

Note: Den danske struktur er gældende fra 1. oktober 2022.

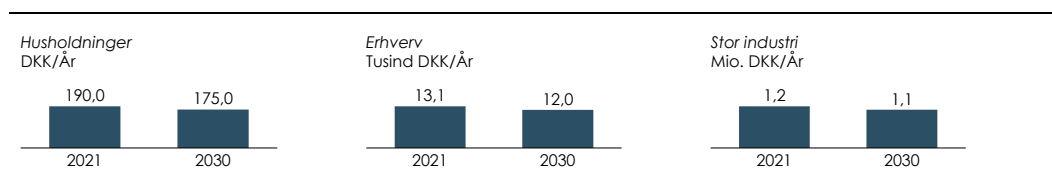
Kilde: Copenhagen Economics baseret på Forsyningstilsynet (2022), ACER (2020) og Energinet (2022i).

³² Forsyningstilsynet (2022).

³³ Energinet (2021b) og Energinet (2022j).

I de kommende år forventer vi, at TSO gastarifferne forbliver rimelig konstante, jf. Figur 10. En større transitttransport fra Norge til Polen gennem Danmark via Baltic Pipe vil udligne det mindre forbrug i Danmark, og indtægter fra fx Baltic Pipe holder tarifferne nede. Omvendt vil betalt 'overdækning' ikke længere blive betalt tilbage fra 2023, og det kan øge tarifferne lidt.

Figur 10
TSO-tarif betaling forskellige kundegrupper i 2021 og 2030

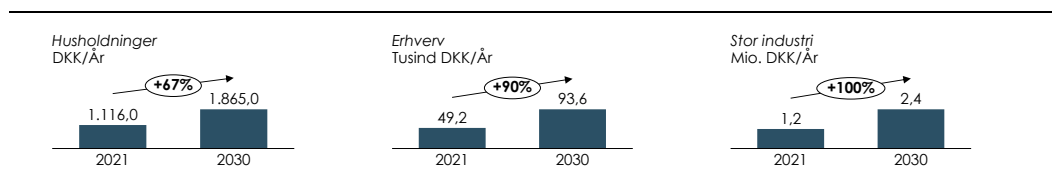


Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a)

Gasdistributionstariffen er til forskel fra transmissionstariffen en volumetrisk tarif, dog med regionale forskelle mellem Evida Syd, Evida Nord og Evida Fyn. Gasdistributionstariffen er opbygget som en bloktarif, hvor alle forbrugere betaler en høj tarif for de første kubikmeter, og herefter bliver tariffen trinvist reduceret i takt med øget forbrug. Således koster transport af de første kubikmeter fra 1. oktober 2022³⁴ mellem 0,665 og 2,289 kr., og transport af de billigste kubikmeter koster mellem 0,155 og 0,385 kr.³⁵ I tillæg til opkrævningen per kubikmeter betaler forbrugerne et administrationsbidrag (abonnement) på ca. 375 kr. om året.

Disse tariffer ventes at stige i de kommende år, hvilket skyldes tre faktorer: 1) faldende forbrug af gas og en uændret omkostningsbase driver tarifferne op, 2) voksende decentral produktion af biogas kræver større behov for lokal indfødsning og transport, og 3) svingende vintertemperaturer kan forårsage under- eller overdækning af omkostninger ved faste (volumetriske) tariffer.³⁶ Samlet set forventer Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, at de volumetriske tariffer vil stige mellem 67% og 100% på tværs af kundegrupper i perioden 2021-2030, jf. Figur 11.

Figur 11
DSO-tarif betaling i forskellige kundegrupper i 2021 og 2030



Note: Beregningerne er foretaget af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet inden krigen i Ukraine, som har øget tempoet for husholdningernes ønske om at kobles af naturgasnettet. Disse beregninger kan derfor ses som et nedre skøn, fordi krigen i Ukraine kan medføre højere tariffer.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a).

³⁴ Evida Syd og Evida Nord hæver tarifferne per 1. oktober 2022. Priserne er opgjort inkl. moms.

³⁵ Evida (2022b) og Evida (2022c).

³⁶ Underdækning bliver betalt af egenkapital, mens overdækning bliver tilbagebetalt til kunder gennem lavere tariffer.

I andre europæiske lande ses en kombination af volumetriske og kapacitetsbaserede gasdistributionsstariffer, men flere lande har en højere grad af kapacitetsbaserede tariffer. Vægtningen mellem volumetriske og kapacitetsbaserede tariffer varierer, og andre elementer kan også flyde ind i DSO tariffer som fx metering omkostninger. Sverige har også volumetrisk tarif som i Danmark, og ligesom i Danmark er tariffen ikke 100% volumetrisk bestemt, da der også er et abonnementsselement, jf. Tabel 6.

Tabel 6
Distributionstarifstruktur på gas i Danmark og naboland

DSO	VOLUMETRISK	KAPACITETSBASERET	ABONNEMENT
Danmark	✓	✗	✓
Holland	✗	✓	✓
Tyskland	✓ (Husholdninger)	✓ (Industri)	✓
Sverige	✓	✗	✓

Note: Abonnement i Danmark udgør ca. 375 kr. om året.

Kilde: Copenhagen Economics på baggrund af Gasunie (2022a) og European Commission (2015).

2.3 UDVIKLING AF NYT MARKEDSDESIGN FOR UDNYTTELSE AF VINDRESSOURCER

Med afsæt i krigen i Ukraine vil Europa accelerere uafhængigheden af russisk gas. I Danmark betyder det konkret, at vi især ønsker mere havvind hurtigere.³⁷ Dette ses eksemplificeret i fx Esbjergerkklæringen.³⁸ Vi ser en tendens til, at kombinationen af kapacitet/størrelse, hastighed og læringer fra eksisterende auktionsmodeller, vil bringe nye auktionssystemer i spil.

Udbygningen af mere havvind i Nordsøen vil ske via en auktionsmodel, men det er endnu ganske åbent, hvordan auktionsmodellen bør og vil se ud for, på den ene side, at sikre statens interesse for provenu og kontrol, og på den anden side, sikre hastighed i den grønne omstilling og teknologisk innovation. Den auktionsmodel/udbudsmodel der senest var i brug i forbindelse med Thorudbuddet i 2021, har mødt kritik fra markedsaktører, samtidig med at man især fra politisk hold ser den som en stor succes.³⁹

Den nuværende udbudsmodel, eksemplificeret ved Thor, specificerer kapacitet og nøjagtig placering af en havvindmøllepark. Dette giver staten kontrol over de udbudte arealer, udbudstakt mv., og samtidig er der et potentielt provenu til statskassen. I Thorudbuddet skete tildelingen ved simpel lodtrækning blandt ligestillede bydere. Udover retten til at opstille vindparken skulle opstilleren også betale for ilandføringsforbindelse og kobling til transmissionsnettet, hvilket var et nyt element i forhold til tidligere.

³⁷ Men også mere solenergi og mere biogas.

³⁸ Regeringen (2022a), men også i Europa Kommissionens RePowerEU strategi.

³⁹ Axcelfuture (2022).

Ulemperne ved den nuværende udbudsmodel er, at stramme kravsspecifikationer kan hæmme innovation og effektivitet. Et eksempel på dette er ligeledes Thor udbuddet, hvor det efter udbuddet blev konkluderet, at Thor potentielt kunne have givet anledning til yderligere 1 GW.⁴⁰

Et alternativ til den nuværende udbudsmodel er en *åben dør model*. Med en åben dør model tager projektudvikler selv initiativ og vælger størrelse og placering af havvindmøllepark (i kystnære områder). I denne proces skal projektudvikler sikre tre konsekutive tilladelser: en forundersøgelsestilladelse, en etableringstilladelse og en tilladelse til udnyttelse af energien. Da der ikke udformes specifikke krav i denne type auktion, er modellen teknologineutral. Fordelene ved en åben dør model er, at sagsbehandlingen potentielt er hurtigere end den nuværende udbudsmodel, at den er markedsdrevet, og at den sikrer innovation og en hurtigere grøn omstilling. Ulemperne ved denne model er, at der er mindre koordinering på tværs af projekter, og at lokale interesser kan bremse udviklingen.

I juli 2022 blev loven om åben dør ordningen ændret således, at der kun kan søges tilladelse til projekter op til 15 km. Fra kysten. Lige inden denne ændring trådte i kraft, bød to virksomheder ind med i alt seks projekter på op til 8,5 GW i danske farvande. Energistyrelsen har vurderet, at selvom projekterne ligger over 100 km. Fra kysten, lever de op til de nu tidligere regler for åben dør modellen.⁴¹ Det giver en anderles og markedsdrevet udvikling af vindkraft end ved de centralt styrede udbud, vi tidligere har set.

En helt tredje model er at udbyde hele eller færre, større dele af Nordsøen til projektudviklere, der påtager sig ansvaret for at prospektere og projektere de bedst tænkelige løsninger. Det giver dog meget begrænset kontrol for staten. Hvilken af de kendte modeller eller hvilken kombination af modeller, der vælges som auktionsmodel for Nordsøvind, er endnu under udvikling, og den præcise vej til hurtigere og mere havvind i Danmark er derfor endnu ukendt. Men det er en tydelig tendens, at udbuddene bliver større og mere komplekse.

2.4 BLANDET EJERSKAB MELLEM STATEN OG PRIVATE AKTØRER

Det danske energisystem er i dag karakteriseret af blandet ejerskab, hvor nogle dele af nettet er offentligt ejet, mens andre dele er privat- eller andelsejet. Ejerskabet for gas og el er præget af forskellige blandinger af offentligt og privat ejerskab, og i afsnit 2.4.1 beskriver vi ejerskabet i gasnettet, og i afsnit 2.4.2 beskriver vi ejerskabet i elnettet og belyser mulighederne for samplacering. Til slut beskriver vi situationer, hvor blandet ejerskab mellem staten og private aktører skaber størst værdi for parterne involveret (afsnit 2.4.3).

2.4.1 Høj grad af offentligt ejerskab i gasnettet

Ejerskabet af gasnettet er i dag offentligt og fordelt på blot to selskaber, ét transmissionsselskab (Energinet) og ét distributionsselskab (Evida).⁴² Gasproduktionen er derimod blandet offentligt og privat med statsejet naturgasproduktion i Nordsøen og mange mindre privatejede biogasanlæg, se Figur 12. Tilladelser til at producere naturgas fra den danske undergrund gives af Klima-, Energi- og Forsyningsministeren gennem koncessioner. Staten har en andel på 20% i alle nye koncessioner. De mange mindre biogasanlæg er i dag ofte koblet direkte på distributionsnettet og er placeret tæt

⁴⁰ Axcelfuture (2022).

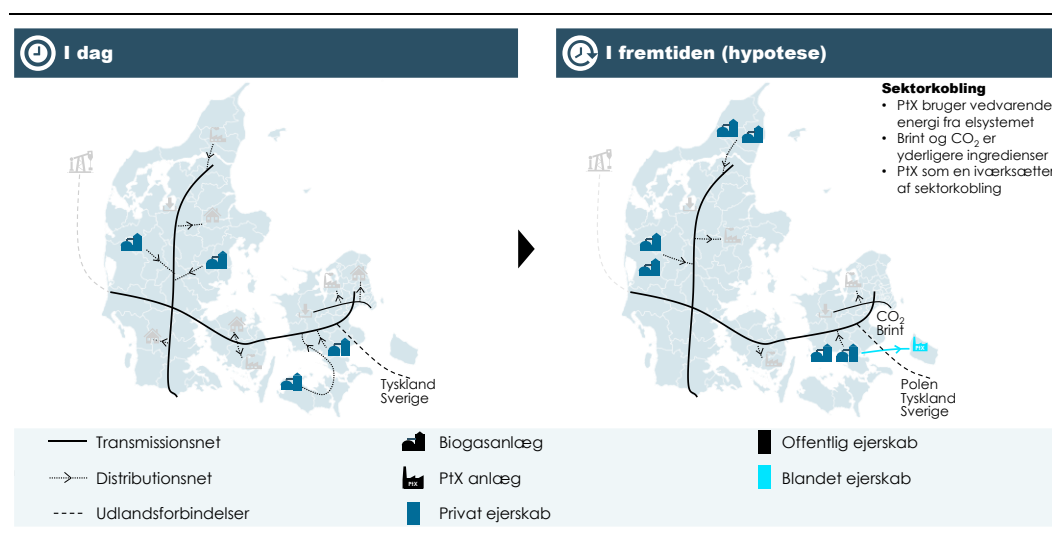
⁴¹ Energiwatch (2022b).

⁴² Se yderligere beskrivelse i kapitel 1.

forbrugeren, som i dag typisk er landbrug. Vi ser en tendens til, at biogas i fremtiden kommer via centrale indfødningszoner for biogas, som herefter skal transporteres længere til den de nye, store gasforbrugere fx industri.⁴³

Vi ser også et fremtidigt behov for parallel infrastruktur til transport af brint (og evt. CO₂) til de kommende PtX anlæg. Derudover kan der også komme et behov for yderligere parallelle netværk til transport af andre grønne gasser.⁴⁴

Figur 12
Illustration af et statsejet gastransmissions- og distributionsnet



Kilde: Copenhagen Economics.

2.4.2 Samplacering af elproduktion og -forbrug på kanten af eller udenom det kollektive net

På elområdet er ejerskabet i produktionen blandet med både offentligt og privatejede producenter. Transmissionsnettet er statsejet (Energinet), mens distributionsnettet er privat- og andelsejet.⁴⁵

Som noget helt nyt ser vi en klar tendens til, at det i højere grad bliver muligt med privatejede elforbindelser⁴⁶ med begrænset berøring med det kollektive net. Et eksempel på dette er de omdiskuterede *direkte linjer*, som tidligere nævnt i kapitel 1.⁴⁷

På nuværende tidspunkt er sådanne direkte linjer ikke mulige i Danmark pga. matrikelkravet, og det betyder i praksis, at kun såkaldte 'behind the meter' PtX-anlæg kan være kommercielt

⁴³ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a).

⁴⁴ Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021).

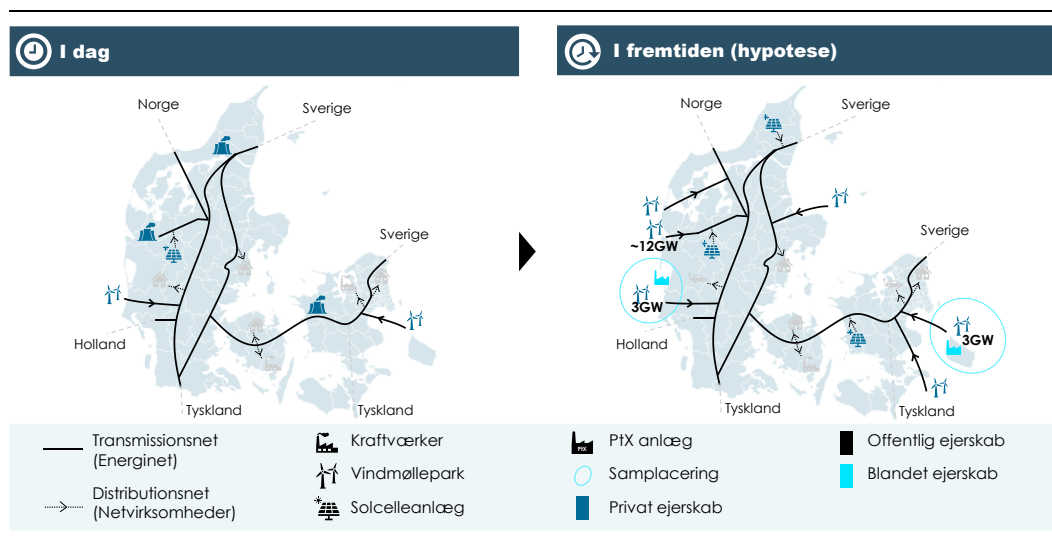
⁴⁵ Der er i Danmark 17 netselskaber. Mens nogle er privat ejet (fx TREFOR) finder der også nogle, der er andelsejet af forbrugere i området (fx Andel Energi).

⁴⁶ I praksis uklart om direkte linjer karakteriseres som transmissions eller distributionsforbindelser

⁴⁷ Energinet (2021a). Med et delvist lukket system, mener vi et system, der i mange af døgn og årets timer er selvforsynende med energi, men – hvis betingelserne er til stede kan enten 'eksportere' eller 'importere' strøm til/fra det kollektive net via en mindre, kontrollerbar kobling.

bæredygtige.⁴⁸ Med klimaaftalen fra 2022 blev der imidlertid dæmmet op for dette, og lovforslag om direkte linjer forventes vedtaget inden udgangen af 2022.⁴⁹ På nuværende tidspunkt er tredjeparts-adgang til direkte linjer ikke et krav, men hvordan ejerskabet og krav til direkte linjer vil se ud i fremtiden, er dog endnu uvist. Et sådan fremtidigt elsystem er illustreret i Figur 13.

Figur 13
Blandet ejerskab i elsystemet



Kilde: Copenhagen Economics.

2.4.3 Et fornuftsægteskab: blandet statsligt og privat ejerskab

En anden tendens vi ser er, at staten fortsat vil spille en vigtig rolle som ejer i fremtidens energisystem, fordi der løftes en række samfundskritiske opgaver, som staten ønsker kontrol med. Dette vender vi tilbage til i afsnit 2.5. Ofte ser man, at forsyningssikkerhed er en forklarende faktor for det offentlige ejerskab. Der ses imidlertid mange eksempler på blandet offentligt og privat ejerskab på tværs af en lang række sektorer i Danmark.⁵⁰ Et konkret eksempel bliver energierne, se også Boks 3.

⁴⁸ Energinet (2021a).

⁴⁹ Regeringen (2022b).

⁵⁰ Copenhagen Economics (2019).

Boks 3 Energiøen som eksempel på blandet offentligt og privat ejerskab

Folketinget besluttede i 2020 at sætte gang i etableringen af to energiøer i hhv. Nordsøen og Østersøen. Energiøerne skal være majoritetsejede af staten, men private aktører skal indgå som medejere. I aftalen om energiøerne er det beskrevet, at netop denne type blandet ejerskab forventes at give plads til innovation, fordi de private aktører har "tilstrækkeligt stort incitament til at byde ind med arealer til innovative aktiviteter i det omfang, at det kan forventes at øge værdien i selskabet."¹ De store risici der er forbundet med energiøerne skal bæres af den part, der er bedst egnet til at influere og håndtere dem.²

Kilde: 1) Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021c) og 2) Energistyrelsen (2021c).

I Danmark er systemoperatøren traditionelt set statsejet. Samme tendens ses ikke i vores nabolande, hvor der i højere grad er blandet ejerskab, jf. Tabel 7. Da ejerskabsstrukturen på systemoperatører er så relativt blandet på tværs af lande, er det svært at tale om en entydig tendens på TSO-niveau. Vi forventer dog, at der i fremtiden kommer mere blandet ejerskab på ny energiinfrastruktur.

Tabel 7
TSO ejerskab i Danmark og nabolande

LAND	EJERSKAB TSO EL	EJERSKAB TSO GAS
Danmark	1 selskab, statsejet	1 selskab, statsejet
Tyskland	4 selskaber, ingen fuldt statsejet	17 gasselskaber, ingen fuldt statsejet
Holland	1 selskab, privatejet	1 selskab, statsejet
Sverige	1 selskab, statsejet	1 selskab, privatejet
Norge	1 selskab, statsejet	1 selskab, privatejet
Storbritannien	2 selskab, privatejet	1 selskab, privatejet

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Energistyrelsen (2016), Diekmann, J., Leprich, U., & Ziesing, HJ. (2007), Bundesnetzagentur (2014).

I fremtidens elsystem, hvor der skal investeres DKK 79-110 mia. frem mod 2030⁵¹, kan det blandede ejerskab være ikke bare en fornuftig, men også i visse tilfælde en nødvendig måde at finansiere visse dele af energiinfrastrukturinvesteringer på. Et privat ejerskab kan være med til at sikre innovation og udvikling af nye teknologier og forretningsområder. Omvendt kan statsligt ejerskab dæmme op for bekymringer om konkurrenceproblemer, tredjepartsadgang mm. Det blandede ejerskab kan være en måde at sprede risiko mellem aktører på. Den private aktør kan fx påtage sig risici, som aktøren selv kan mitigere som fx drifts- og forretningsmæssige risici, mens staten er bedre i stand til at påtage sig regulerings- og lovgivningsmæssige risici som staten har kontrol over. Endelig kan offentligt ejerskab være fordelagtig i situationer, hvor omkostningerne er så store, at private aktører ikke påtager sig de forbundne risici, men hvor de positive eksternaliteter er så store, at staten med fordel kan finansiere disse investeringer. De danske energiøer i Østersøen og Nordsøen er levende

⁵¹ Nødvendige investeringer i elnettet for at nå 70% målsætningen. Dansk Energi (2020).

eksempler på, hvordan disse overvejelser skal balanceres i de igangværende markedsdialoger og udbudsdesignmæssige overvejelser.

2.5 DANSK EJERSKAB ER DEN FORETRUKNE MODEL FOR OPERATØRER AF KRITISK INFRASTRUKTUR

Kritisk infrastruktur er et begreb, der bruges i en række sammenhænge, men som vi ikke har en entydig definition af i Danmark. Det er derfor uklart præcis hvad, der karakteriseres som kritisk infrastruktur, men det beskrives som værende *”infrastruktur, herunder faciliteter, systemer, processer, netværk, teknologier, aktiver og serviceydelser, som er nødvendige for at opretholde eller genoprette samfundsvigtige funktioner”*.⁵²

Alligevel ser vi en tendens til, at begrebet er blevet bredere over tid, afspejlende geopolitiske bevægelser og ændringer i trusselsbilledet generelt, se Boks 4.

Boks 4 Kritisk infrastruktur er blevet et bredere begreb

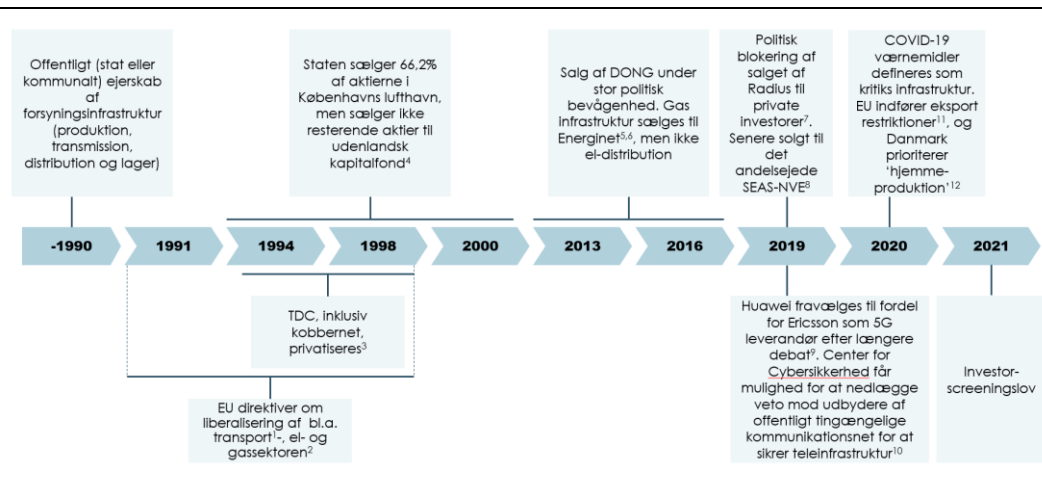
I 2004 igangsatte Europa Kommissionen det såkaldte European Programme for Critical Infrastructure Protection, hvor 'trusler' blev defineret som terrorisme, kriminalitet, naturkatastrofer og ulykker generelt set. I 2008 fulgte for energi- og transportområdet et direktiv om 'the identification and designation of European critical infrastructures and the assessment of the need to improve their protection'. Med dette direktiv blev infrastruktur og faciliteter til generation og transmission af elektricitet nu også betegnet som kritisk infrastruktur.

I 2022 blev det tidligere direktiv erstattet af direktivet om kritiske enheders modstandsdygtighed, hvor kritisk infrastrukturbegrebet blev udvidet til også at inkludere tjenester og omfatte 10 sektorer, og trusselsbegrebet blev udvidet til også at inkludere cyberangreb og sundhedskriser som fx COVID-19. I Danmark blev COVID-19 værnemidler fx betegnet som kritisk infrastruktur. Fokus blev med denne ændringerne i 2022 flyttet til **operatører af kritisk infrastruktur**, som skal udpeges af de individuelle medlemslande.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på European Commission (2006), Official Journal of the EU (2008), Altinget (2020) og Europakommissionen (2020).

I Danmark ser vi, ved nedslag i den nyere historie, eksempler på en udvidelse af hvad der betegnes som kritisk infrastruktur og en generelt større opmærksomhed og bevågenheden omkring ejerskab af kritisk infrastruktur. Den skal helst være på danske hænder. Figur 14 illustrerer denne udvikling.

⁵² Erhvervsstyrelsen (2022). Denne danske definition stemmer overens med EU's definition, dog med den undtagelse, at kritisk infrastruktur i Europæisk sammenhæng påvirker mindst to medlemslande ved forstyrrelse, ødelæggelse, mv., jf. European Commission (2022b).

Figur 14**Nedslag over tid hvor der er sket væsentlige ændringer i ejerforhold af infrastruktur i Danmark**

Note: Illustrationen er ikke udtømmende.

Kilde: 1) Transport- og Energiministeriet (2007), 2) Europa-Parlamentet (2022), 3) DR (2002), 4) Berlingske (2005), 5) Energinet (2010), 6) Energinet (2007), 7) Information (2019), 8) Energiwatch (2020), 9) Politiken (2020), 10) Retsinformation (2022), 11) Lægemiddelstyrelsen (2020) og 12) Altinget (2020).

Præferencen for dansk ejerskab synes at opstå efter en privatiseringsbølge i slutningen af 1990'erne, hvor statens ejerandel i bl.a. Københavns Lufthavn debatteres flittigt. Salget af TDC's kobbernet synes endeligt at dementere, at man ikke skal sælge distributionsnetværk.⁵³ I nyere tid er denne debat fortsat, eksempelvis ved børsnoteringen af DONG Energy og det politiske stop af salget af Radius og senere salg til SEAS-NVE (nu Andel, som er foreningsejet).⁵⁴ Debatten får relativ stor bevågenhed, fordi der geopolitisk set er sat fokus på udenlandsk ejerskab, eksempelvis ved valget af en svensk leverandør af 5G fremfor kinesiske Huawei.⁵⁵

Senest trådte der i sommeren 2021 nye regler i kraft om screening af direkte udenlandske investeringer (FDI) i Danmark. Med loven skal udenlandske investorer som ønsker at investere indenfor 'særligt følsomme sektorer', herunder kritisk infrastruktur, søge en særlig tilladelse til eller anmelde selve investeringen. I loven bliver kritisk infrastruktur defineret som: *infrastruktur, herunder faciliteter, systemer, processer, netværk, teknologier, aktiver og serviceydelser, som er nødvendige for at opretholde eller genoprette samfundsvigtige funktioner*.⁵⁶ Samfundsvigtige sektorer er bl.a. energisektoren.

Behovet for ejerskabskontrol (og regulering) kan dog falde i takt med den teknologiske udvikling. Når teknologi udvikler sig, kan naturlige monopoler blive udsat for konkurrence fra konkurrenter med *nye teknologier*, ikke konkurrenter indenfor samme teknologi. Et eksempel på

⁵³ Energi-, Forsynings- og Klimaministeriet (2016).

⁵⁴ Information (2019) og EnergiWatch (2020).

⁵⁵ Politiken (2019).

⁵⁶ Erhvervsstyrelsen (2022).

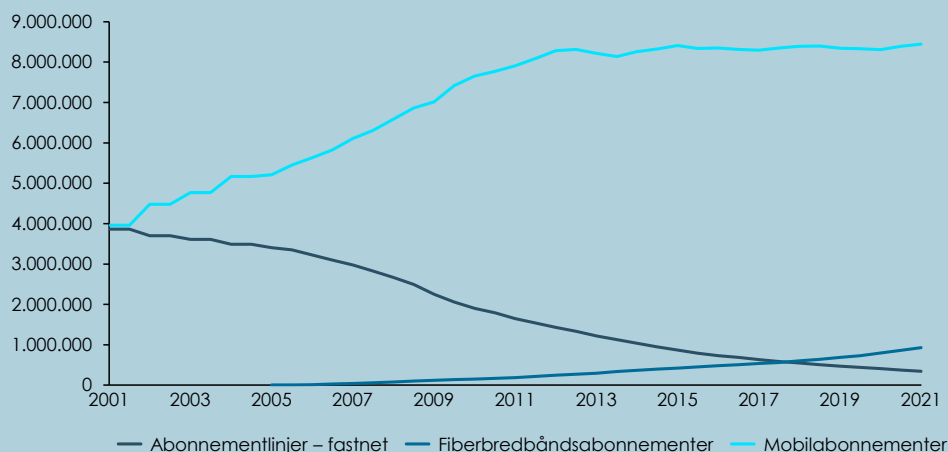
teknologibaseret opbrud med et naturligt monopol og en reduktion af det 'kritiske' islæt i et stykke infrastruktur er mobiltelefoniens nu fuldkomne dominans over fastnettelefoni, se Boks 5.

Boks 5 Teknologiudvikling kan udfordre det naturlige monopols markedsmagt og reducere behov for regulering og ejerskabskontrol

I 1998 blev TDC og kobbernettet fuldt privatiseret, men privatiseringen udviklede sig både til et politisk og konkurrencemæssigt problem, fordi bl.a. kobbernettets status som naturligt monopol røg på private hænder med privatiseringen. Med den teknologiske udvikling kom der dog i årene efter konkurrerende teknologier på markedet, og det medførte, at fastnettelefoni og dets ejerskab fik mindre indflydelse og betydning.

Markedet for fastnettelefoni faldt drastisk og blev langsomt erstattet af mobiltelefoni, se også figuren nedenfor. Mobilnettet er i dag domineret af fire store teleselskaber, som alle er ejet af udenlandske investorer.¹

Figur: Udvikling i antal teleabonnementer i Danmark



Note: TDC er ejet af fire kapitalfonde, 3 er canadisk og svensk ejet, Telenor er norsk ejet og Telia er svensk ejet.

Kilde: Finans (2021), 3 (2022), Energistyrelsen (20xx), TT-network (2022). Figur: Styrelsen for Dataforsyning og Infrastruktur (2021), data for perioden 2001-2005 er delt særskilt af Styrelsen til Copenhagen Economics.

KAPITEL 3

ET FREMTIDIGT REGULATORISK LANDSKAB FOR BRINTRELATERET INFRASTRUKTUR

Et dansk brintmarked vil være en del af i et europæisk marked. Dels fordi det danske energisystem i høj grad vil være præget af de samme energikilder som det øvrige Europa (vind og sol), hvormed de langsigtede omkostninger (LCOE⁵⁷) på tværs af landegrænser vil være relativt ens og dels fordi omkostninger til elektrolyse og katalyse-kapacitet vil være stærkt konkurrenceudsat på det internationale marked. Det vil derfor især være transportomkostninger samt regulering, der vil være udslagsgivende for danske brintproducenters konkurrenceevne og for hvor Danmark placerer sig i værdikæden på brint og forædlede produkter (PtX).⁵⁸

Vi har indtil nu beskæftiget os med de regulatoriske tendenser i (kapitel 2), der drives af nogle underliggende og fundamentale forandringer i energisystemet frem mod 2050 (kapitel 1). I dette kapitel giver vi vores bud på en kombination af de to, dvs. hvordan vi vurderer det regulatoriske landskab kan ende med at se ud for brint, som med altovervejende sandsynlighed bliver den nye grønne spiller i fremtidens energisystem. Vi forholder os også til, hvor sikker eller tydelig en tendens vil være og dermed i hvor høj grad vi mener en tendens fra el- eller gasområdet vil være relevant i et brintmarked. Det nye islat for brint i forhold til el og gas er dels, at netværket skal bygges op fra bunden (måske med begrænset genbrug af noget eksisterende net) til forskel fra et eksisterende net, der skal udbygges eller optimeres på, og dels at netværket vil betjene relativt få brugere, hvor el og gas traditionelt har betjent mange, mindre brugere. Denne anderledes dynamik bør reflekteres i den fremtidige regulering, jf. Tabel 8.

Tabel 8
Karakteristika ved el-, gas- og brintnet

KARAKTERISTIKA	EL	GAS	BRINT
Antal slutbrugere	Hele Danmark	+300.000	Meget få (<20) store forbrugere (erhverv)
Infrastruktur	Eksisterende	Eksisterende	Nyt (evt. begrænset genbrug af eksisterende net)
Omdrejningspunkt for investeringer	Nettet skal vedligeholdes og udbygges i takt med efterspørgslen	Nettet skal vedligeholdes og dimensioneres i takt med efterspørgslen	Ny industri skal opstartes

Kilde: Copenhagen Economics.

Vores bud på det fremtidige landskab for brintinfrastruktur i Danmark er som følger:

⁵⁷ LCOE er kort for Levelised Cost Of Energy og udtrykker omkostningerne forbundet med energiproduktion af en given teknologi på en given produktionsenhed over dens levetid, eller den gennemsnitlige omkostning per energienhed produceret. Kilde: Energistyrelsen (2022e).

⁵⁸ European Commission (2020). Ifølge EU Kommissionens brintstrategi vil tilgængelighed af transportinfrastruktur være en betingelse for udbredt brug af brint i energisystemet: *“In its Strategy, the European Commission states that a condition for the widespread use of hydrogen as an energy carrier in the EU is the availability of energy infrastructure for connecting supply and demand. The actual infrastructure needs for hydrogen will ultimately depend on the pattern of hydrogen production and demand and on the transport costs.”*, jf. ACER (2021b).

Boks 6 Bud på det fremtidige landskab for brintinfrastruktur i Danmark

Copenhagen Economics vurderer, at det er overvejende sandsynligt med en **TSO model for brint** i Danmark, med Energinet som en væsentlig aktør, også på udlandsforbindelser. På distributionssiden er det mere usikkert præcis, hvad der kommer til at ske og hvilke behov og muligheder, der bliver for private/direkte linjer eller et egentligt distributionsnet. Formentlig kommer en **langsigtet investeringsplan og indtægtsrammeregulering** som Energinet i forvejen er underlagt til ligeledes til at omfatte brintinfrastruktur. Hvad der nok bliver mere afgørende end den specifikke ejerskabsform for et kollektivt brintnet, er en forudsigelighed, hastighed i udrulning og mulighed for private aktører til at koble sig på gennem nogle lange kontrakter og at indtægtsrammen rummer en investeringsplan, der faciliterer opbygning af et helt nyt net, snarere end reinvesteringer og udbygning af et eksisterende net.

Det er også for nuværende en rimelig forventning og vores anbefaling, at **brinttariffer vil være kapacitetsbaserede**. Der vil også være mulighed for relativt enkelt at designe tarifferne med geografisk differentiering. Samtidig er det vigtigt at bemærke, at brintsystemet bliver et helt andet på forbrugersiden end vi er vant til fra eksempelvis el og gas. Der bliver meget færre brugere, hvilket også betyder, at prisstrukturen kan og måske bør være anderledes. I forhold til udvikling af en brintindustri i Danmark, vil kapacitetsbaserede el-tariffer også være vigtige, da el er et nøgleinput i brintproduktion (og tariffer ligeledes vigtige for on-the-meter projekter).

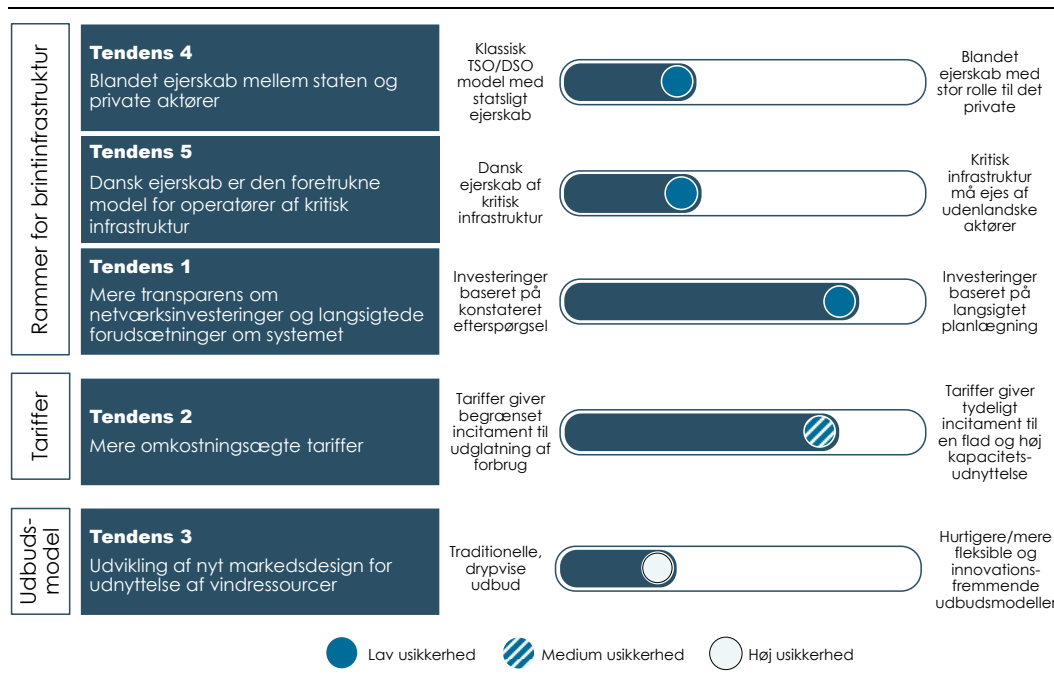
Endelig vurderer Copenhagen Economics, at det på nuværende tidspunkt er **relativt usikkert, hvordan markedsdesign og udbudsmodeller vil se ud** for stadigt mere komplekse infrastrukturprojekter i eksempelvis Nordsøen. Tabet af offentlig kontrol kan være en vigtig pull-faktor imod det traditionelle, drypvis udbudsdesign med specifikke funktionskrav.

Kilde: Copenhagen Economics.

Figur 15 opsummerer vores beskrivelse af fremtidens brintregulering i de fem dimensioner/tendenser vi gennemgik i kapitel 2. De fem tendenser fordeler sig i tre grupper, som beskriver fremtidens brintregulering: en offentlig brintinfrastruktur (afsnit 3.1), omkostningsægte TSO-tariffer på brint (afsnit 3.2) og usikkerhed om udbudsmodel for vindressourcer (afsnit 3.3). Vi vil i det følgende uddybe hver af tendenser i den rækkefølge, de er listet i Figur 15.

Figur 15

Fem tendenser som vil manifestere sig mere eller mindre udtalt i det danske energisystem, inkl. brintinfrastruktur, i de kommende år



Kilde: Copenhagen Economics

3.1 EN OFFENTLIG TSO BRINTINFRASTUKTUR

Det offentlige har traditionelt haft en fremtrædende rolle i forsyningssektoren i Danmark, og der har historisk set ikke været mange fortilfælde med private systemoperatører. Copenhagen Economics vurderer det derfor sandsynligt, at en TSO model med Energinet som ejer af brinttransmissionsinfrastruktur er et sandsynligt scenarie.⁵⁹ Dette understøttes ligeledes af et udtalt politisk ønske i regeringens Power-to-X strategi, og det lovforberedende arbejde der pågår i øjeblikket med at sikre hjemmel for de offentlige selskaber Energinet og Evida til at eje og drive brintinfrastruktur og i øvrigt regulere området fremover i gasforsyningsloven.⁶⁰ Derudover arbejder Energinet, Evida og Energistyrelsen i øjeblikket på en afklaring af mulige roller og ansvar med input fra markedet.⁶¹ Vi vurderer, at den eksisterende og kommende regulering af Energinets rammer (indtægtsrammeregulering og langsigtet investeringsplan) med overvejende sandsynlighed vil følge med ind på brintområdet, hvilket kan understøtte, at netværket skal bygges op fra bunden uden eksisterende (konstateret) efterspørgsel. Investeringerne må tværtimod baseres på politiske aftaler, fx Klimalov, Esbjergklæringen og European Hydrogen Backbone.⁶² Det giver samtidig en vis risiko for at bygge 'forkert', dvs. noget andet end det, der på et senere tidspunkt viser sig at have villet være optimalt. Det skal der gives plads til i indtægtsrammen.

⁵⁹ Energinet (2022k).

⁶⁰ Regeringen (2022c): "Partierne er enige om, at det er en vigtig prioritering, at de to gasinfrastrukturselskaber, Energinet og Evida, gives mulighed for at eje og drive brintinfrastruktur (...)" og Energistyrelsen (2022f).

⁶¹ Energinet (2022l).

⁶² Regeringen (2022a). Danske Love (2022), Ehb (2022).

Når et netværk designes og bygges op fra bunden, eksempelvis af Energinet, vil det være med en forventning om en række fremtidige brugere og behov, som sammenfattes i en udførlig business case, ligesom Energinets øvrige investeringer.⁶³ Det indebærer en vis usikkerhed om brugen af netværket, som til dels kan søges afdækket med fx hensigtserklæringer. Når nettet står færdigt og brugerne kan tilkobles, bør det være til tariffer, der reflekterer de langsigtede omkostninger i systemet samt den kapacitet, den enkelte kunde vil have brug for. Det betyder også, at den første bruger ikke stilles værre end de næste brugere, fordi omkostningerne på samme måde som i et eksisterende netværk spredes ud over brugerne over en relevant og længere tidshorisont. Det kan også være en mulighed, at de allerførste brugere får en 'introduktionstarif' under det langsigtede niveau for hurtigere at bringe kapacitetsbenyttelsen op på det ønskede niveau. For TSOen kan dette de facto godt være budgetneutralt såfremt en lavere startpris ikke bare fremrykker indføddning i nettet, men samlet set fører til en højere kapacitetsudnyttelse fra start.

Boks 7 Overvejelser om regulering af et nyt brintnetværk

Når EU's medlemslande går i gang med den hasteopgave det er at designe regulering for et endnu ikke eksisterende brintmarked, foreslår ACER, det europæiske agentur for samarbejder mellem energiregulatorer (Agency for the Cooperation of Energy Regulators), at skæve til erfaringer fra den nuværende regulering af gas og el. De foreslår seks konkrete handlinger:

1. Consider a *gradual approach* to the regulation of hydrogen networks in line with market and infrastructure development for hydrogen
2. Apply a dynamic regulatory approach based on periodic market monitoring. ACER suggest to seek inspiration from the existing EU regulation of telecommunications
3. Clarify the regulatory principles from the outset
4. Foresee temporary regulatory exemptions for existing and new hydrogen infrastructure developed as business-to-business networks
5. Value the benefits of repurposing of gas assets for hydrogen transport
6. Apply cost-reflectivity to avoid cross-subsidisation between the gas and hydrogen network users. In the case of repurposing gas assets, these assets should be removed from the regulatory assets base of the gas network operators (un-bundling).

Sidstnævnte kan tale for en særlig, udskilt enhed under Energinet, fx Brinttransmission A/S, der er fuldt ud adskilt fra resten af forretningen.

Kilde: ACER (2021b).

På flere områder følger der en udvikling, vi også ser i andre lande, eksempelvis i Holland, hvor det statsejede Gasunie har fået til opgave at bygge et brintnet ved at omdanne 85% af det eksisterende gasnet i Holland til brintrør.⁶⁴ Brintnettet skal stå klar i 2027.⁶⁵ Udviklingen af brintnettet er også beskrevet på EU niveau. Europa Kommissionen har foreslået et paneuropæisk samarbejde mellem TSOer på brint. Ifølge Europa Kommissionen kan hverken medlemslande eller private aktører alene løfte opgaven med udvikling af et brintnet, men dette kan opnås i samarbejde med EU inden for rammerne af fællesmarkedet.⁶⁶ Med dette forslag bliver netværksdesignet afhængigt af produktions-

⁶³ Det kan, i Energinets tilfælde, pålægges ved politisk beslutning at gennemføre en investering selvom den ikke viser et samfundsøkonomisk overskud, men det bør ikke være udgangspunktet.

⁶⁴ Gasunie (2022b).

⁶⁵ Gasunie (2021).

⁶⁶ European Commission (2020).

og forbrugsmønstre på tværs af EU, og Kommissionen vil sikre fuld integration af brintinfrastruktur i infrastrukturplanlægningen. Det paneuropæiske TSO-samarbejde peger også på et statsligt ejerskab af udenlandsforbindelser (interconnectors) fra dansk side.

Boks 8 Overvejelser i design af nyt brintnetværk

Designet af et nyt brintnetværk er endnu usikkert, og både dansk og EU-lovgivning vil påvirke det endelige danske design. I både EU-lovgivning og danske lovforslag bliver der lagt op til, at brint reguleres i den nuværende gasreguleringer. Gasreguleringen skal dog tilpasses, så de rette rammer og incitamenter for brintnettet er klart defineret. Eksempelvis, og som fremhævet af bl.a. ACER, se Boks 7, skal aktiverne i et eksisterende gasnetværk og et nyt brintnetværk klart adskilles (un-bundles) så der ikke sker krydssubsidiering mellem de to net gennem fx tariffene.

I Danmark er der et presserende behov for en ændring af lov for gasforsyning for at skabe grundlaget for udviklingen af brintnettet. Det forventes dog, at EU-lovgivningen kommer 'for sent', og derfor er der et behov for hurtig tilpasning af dansk lovgivning. I det danske lovforslag får Energinet hjemmel til at etablere et pilotprojekt til undergrundslagring af CO₂, og derudover skaber lovforslaget fleksibilitet inden for brintinfrastrukturudvikling ved at muliggøre relevante dispensationer for regler.

Udviklingen af brintnettet er ligeledes usikkert i vores nabolande. I Tyskland undersøges mulighederne for at udnytte den eksisterende gasinfrastruktur, i Holland benyttes den eksisterende gasinfrastruktur og man forventer en statslig rolle i udviklings- og produktionsfasen, og i Storbritannien forventes udviklingen at blive drevet af produktion og efterspørgsel. Hvis det efterspørgslen udvikles til at være specialiseret, forventer man i Storbritannien at udvikle 'clusters' af regionale netværk. Ejerskabsstrukturen er endnu ikke besluttet.

Kilde: European Commission (2021), Horten (2022), Energistyrelsen (2022f), BMWK (2020), Government of the Netherlands (2020) og HM Government (2021).

På brintdistributionssiden vurderer vi, at ejerskabet til infrastrukturen kan blive mere blandet. Mens den offentlige operatør Evida har både ekspertise og mange kilometer eksisterende rørledning, der potentielt kan omstilles fra metangas til brint, er det for nuværende et åbent spørgsmål, hvordan et mere finmasket brintnet skal og bør se ud, og hvor stort behovet vil være. Modeller hvor et transmissionsnetværk komplimenteres af lokale klynger, muligvis bestående af kortere, privatejede rørledninger mellem producenter og brugere af brint, nævnes også som et muligt scenario i de interviews Copenhagen Economics har gennemført i forbindelse med tilblivelse af denne analyse. Ved privatejet infrastruktur kan der blive behov for andre regulatoriske greb fx tredjepartsadgang.

Udover den opdeling mellem transmission og distribution vi beskriver her, kan der blive plads til kombinationer af privat og statsligt ejerskab af brintinfrastruktur, fx i regi af energigørerne hvor man helt oplagt kan forestille sig elproduktionskapacitet og brintproduktionskapacitet værende privatejede, mens ø og forbindelsesledninger/rør, der formentlig vil ses som kritisk infrastruktur, kunne tænkes at blive statsejet. Uanset ejerskabet i de forskellige dele af infrastrukturen, vil en transparent og hurtig udrulning være vigtig for, at PtX anlæg kan etablere sig i Danmark og få en bid af det fremtidige marked. Integration af overskudsvarme fra PtX i et eksisterende (eller kommende) fjernvarmenet kan også være et vigtigt parameter for bæredygtigheden i PtX forretningsmodeller i en dansk kontekst.

3.2 OMKOSTNINGSÆGTE TSO-TARIFFER PÅ BRINT

I kapitel 2 beskrev vi en meget tydelig og vigtig tendens på el- og gasområdet, nemlig en bevægelse mod kapacitetsbaserede og dermed mere omkostningsægte tariffer. Med de bevægelser der er i gang hos Energinet og givet at mulige fremtidige aktører på brint- og PtX-området er nogle af de største fortalere for kapacitetsbaserede (og ofte nærved nul) tariffer på el⁶⁷, vurderer vi det altovervejende sandsynligt, at fremtidige transmissionstariffer på brint vil være kapacitetsbaserede. Brintsystemet vil dog i sin logik og dynamik være markant forskellig fra de eksisterende el- og gasnetværk, hvilket også kan forventes at afspejle sig i tariffen. Der vil fx være væsentligt færre brugere, typisk meget store brugere, som hver især vil betale en relativt stor andel af netværksomkostningerne, mens tariffbetalingen per transporterede energienhed dog ikke nødvendigvis bliver meget høj. Det betyder også, at et brintnetværk – i fravær af lange kontrakter om indfødsning og aftag – bliver meget mere følsomt overfor enkeltbrugeres beslutninger om systembrug end fx gas og elnet. I dette lys vil vi også forvente en ikke-uniform tarif, til forskel fra den nuværende gastransmissionstarif, der i højere grad reflekterer evt. geografiske forskelle i omkostninger til indfødsning/aftag af brint fra netværket. I et europæisk brintmarked vil konkurrenceelementet formentlig bidrage til at lægge et loft over både brinttariffer, men også eltariffernes niveau, som bliver en vigtig parameter i business casen på brintproduktion. Det vil med andre ord være helt afgørende, at man finder en el-tarifmodel, der understøtter konkurrencedygtig produktion af grøn brint i Danmark.

Med en kombination af omkostningsægte tariffer på både el (input) og brint (output) for en elektrolyseenhed, vil der altså være tydelige økonomiske incitamenter til at placere sig geografisk de steder i nettet - og at producere i de timer i døgnet - hvor der er mest ledig kapacitet. Dette karakteristika genkender vi fra både el- og gastariffer, hvor man gør sig tanker om de samme underlæggende omkostningsdrivere. I Boks 9 herunder beskriver vi det for nuværende tænkte, men på sigt, mulige scenario, at én enkelt ny bruger (brintproducent) i elsystemet giver anledning til kapacitetsudvidelser i netværket, og hvordan det spiller sammen med kapacitetsbaserede tariffer.

Boks 9 Hvordan virker kapacitetsbaserede tariffer på el og brint for en PtX leverandør? Et tænkt eksempel.

I en fremtid hvor omkostningsægte tariffer, øget elektrificering, og flere nye fleksible elforbrugere har skabt en højere og mere jævn kapacitetsudnyttelse af elnettet, er det jo oplagt at spørge; hvad sker der så når én ny bruger kobler sig på elnettet, og bliver udslagsgivende i behovet for at bygge mere kapacitet? Betyder kapacitetsbaserede tariffer så, at denne nye bruger skal betale fuldt for den ekstra kapacitet som den giver anledning til via sin efterspørgsel?

Svaret er nej. Den nødvendige investering vil øge omkostningsbasen i nettet samlet set og dermed kapacitetstariffen for *alle* brugere i det pågældende område. Med udbygningen får alle, inkl. det nye anlæg, den kapacitet, de har efterspurgt, men omkostningsbasen er steget, og dermed også tariffen.

Kilde: Copenhagen Economics

⁶⁷ Dansk Fjernvarme (2020).

3.2.1 PtX som et balanceringsinstrument – er det kritisk infrastruktur eller 'bare' et karakteristika?

Når vi ser på potentialet i brint og PtX til at agere 'buffer' mellem den meget store VE produktion, vi forventer og det kollektive net, hvor vi ønsker at holde omkostninger til kapacitetsudbygning i skak, er det nærliggende at spørge, om PtX bliver en kritisk serviceydelse i fremtidens energisystem?

Med omkostningsægthed i tarifferne opnår vi klarere prissignaler til elproducenter og store el-forbrugere om, hvor i nettet de helst skal placere sig for at minimere netværkets og egne omkostninger og muliggør kommercielle forretningsmodeller indenfor brint og PtX. Hvis de ting kan eksistere i harmoni, er der mere tale om en win-win, hvor elnet og brintnet spiller sammen og via sektorkobling løser en kollektiv udfordring, end at det er en udfordring som kollektivet skal løse. PtX kan altså fungere som et balanceringsinstrument for elsystemet, men skal have sin egen kommercielle business case.

3.3 USIKKERHED OM MARKEDSDESIGN OG UDBUD FOR VINDRESSOURCER KAN BLIVE EN BREMSE PÅ UDVIKLINGEN AF BRINT

Den oplagte fordelingsmekanisme over statens vindressourcer til havs er en form for auktionsmodel, men det er usikkert, hvilken der bedst faciliterer den, på den ene side, hurtige udbygning af havvind, der er behov for, og på den anden side sikrer staten hånd-i-hanke med, hvem der tildeles råderet over ressourcerne, provenu, samt en rimelig risikoafdækning og kontrol over kollektivets ressourcer og arealer. Det er åbenlyst et trade-off.⁶⁸

Fordelingen af danske havarealer har indenfor en relativt kort årrække set mange forskellige modeller, hvilket på den ene side kan skabe usikkerhed for bydere (fx er sommerens proces omkring Åben dør åbningen, hvor markedets aktører tydeligvis har fortolket ordningens præmisser forskelligt⁶⁹), og på den anden side kan trække udviklingen i langdrag fordi der går mange myndighedsressourcer og administrationstid til hver gang et nyt design skal udtænkes og afprøves.

I de interviews Copenhagen Economics har gennemført i forbindelse med denne analyse er det dog primært tidsdimensionen, der bekymrer, snarere end det er usikkerheden. Ønskescenariet for nogle er en langt større grad af frihed (færre funktions- og kapacitetskrav, forbindelser til land er en del af opstillers opgave osv.) og udbud af større områder ad gangen – måske endda hele Nordsøarealet på én gang – for at maksimere innovation hos developere. Mens dette 'ønskescenario' kan give hastighed, giver det også afkald på en hel del kontrol for staten, hvilket vi vurderer som værende relativt usandsynligt på nuværende tidspunkt. Det kan vise sig at blive en bremse på udviklingen af en brintindustri i Danmark. Uden grøn strøm kan vi ikke lave grøn brint. Og uden grøn brint kan vi ikke absorbere de store mængder grøn strøm fra fx Nordsøen, der politisk er vedtaget og prioriteret. Det er derfor en udvikling og udfordring, der skal ske og løses sideløbende.

⁶⁸ Axcelfuture (2022).

⁶⁹ Energiwatch (2022b).

LITTERATURLISTE

- 3 (2022). *Ejerskab*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.3.dk/om3/om-virksomheden/>
- ACER (2019). *Practice report on transmission tariff methodologies in Europe*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf
- ACER (2020). *The Internal Gas Market in Europe: The Role of Transmission Tariffs*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%20in%20Europe_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf
- ACER (2021a). *Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf
- ACER (2021b). *When and how to Regulate Hydrogen Networks*. Besøgt d. 14. september 2022 på: https://www.ceer.eu/documents/104400/7155350/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2021-02-09_FINAL_CEER_V2/d44b8193-24aa-c314-9428-bc4ccf94fd6d
- Altinget (2020). *Når Frederiksen taler om hjemmeproduktion af vacciner og værnemidler, er "hjemme" ikke nødvendigvis i Danmark*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.altinget.dk/artikel/analyse-naar-frederiksen-taler-om->

hjemmeproduktion-af-vacciner-og-vaernemidler-er-hjemme-ikke-noedvendigvis-i-danmark

Amprion (2002). *Netzengelte*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.amprion.net/Strom-markt/Netzkunde/Netzentgelte/>

Andel (2022). *Infrastruktur*. Besøgt d. 8. september 2022 på: <https://andel.dk/koncernen/infrastruktur/>

Andersen, P. B., Træholt, C., & Marinelli, M. (2020). *El-nettet – investeringer og regulering*. Energistyrelsen. Besøgt d. 13. september 2022 på: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/elnettet - investeringer og regulering.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/elnettet_-_investeringer_og_regulering.pdf)

Axcelfuture (2022). *Hvordan udbyder Danmark bedst havvind?* Besøgt d. 6. september 2022 på: <https://static1.squarespace.com/static/5c8265907d0c91092007f8cf/t/62a1ceeea1964a75bd64e4ee/1654771440099/Hvordan+udbyder+Danmark+bedst+havvind+-+Juni+-+2022.pdf>

Berlingske (2005). *Staten vil bevare kontrol over infrastruktur*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.berlingske.dk/business/staten-vil-bevare-kontrol-over-infrastruktur>

BMW (2020). *The National Hydrogen Strategy*. Besøgt d. 15. september 2022 på: https://www.bmw.de/Redaktion/EN/Publikationen/Energie/the-national-hydrogen-strategy.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesnetzagentur (2014). *Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und erfahrungen*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Evaluierung_ARegV/Evaluierung_Gutachten/GA_Vergleich_int_ARegSys.pdf?__blob=publicationFile&v=1

CEER (2017). *Electricity Distribution Network Tariffs – CEER Guidelines of Good Practice*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1bdc6307-7f9a-c6de-6950-f19873959413>

CEER (2019). *Report on regulatory frameworks for European energy networks 2019*. Besøgt d. 13.

september 2022 på: <https://www.ceer.eu/report-on-regulatory-frameworks-for-european-energy-networks-2019>

CEER (2022). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2021*. Besøgt d. 14 september 2022 på: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ae4ccaa5-796d-f233-bfa4-37a328e3b2f5>

Copenhagen Economics (2019). *Bedre samspil mellem den private og offentlige sektor kan skabe vækst i hele Danmark. Hvad skal der til?* Besøgt d. 15. september 2022 på: https://copenhageneconomics.com/wp-content/uploads/2021/12/bedre-samspil-mellem-den-private-og-den-offentlige-sektor_endelig.pdf

Dansk Energi (2017). *Forsyningssektor forventer flere multifusioner*. Besøgt d. 8. september 2022 på: <https://www.danskeenergi.dk/nyheder/forsyningssektor-forventer-flere-multifusioner>

Dansk Energi (2020). *Elnettet skal være klart til en fuld grøn omstilling*. Besøgt d. 13. september 2022 på: [https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-05/Elnettet skal være klart til grøn omstilling pospapiir.pdf](https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2020-05/Elnettet%20skal%20v%C3%A6re%20klart%20til%20gr%C3%B8n%20omstilling%20pospapiir.pdf)

Dansk Energi (2022). *Principnotat tarifmodel 3.0*.

Dansk Fjernvarme (2020). *Et forældet tarifsystem modvirker den grønne omstilling*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://www.danskfjernvarme.dk/aktuel/nyheder/arkiv/2020/201113-et-for%C3%A6ldet-tarifsystem-modvirker-den-gr%C3%B8nne-omstilling>

Danske Love (2022). *Klimaloven*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://danskelove.dk/klimaloven>

Diekmann, J., Leprich, U., & Ziesing, HJ. (2007). *Regulierung der Stromnetze in Deutschland*. Hans-Boeckler-Stiftung. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://www.boeckler.de/pdf/p_edition_hbs_187.pdf

DR (2022). *TDC sat til salg*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.dr.dk/nyheder/penge/tdc-sat-til-salg-0>

- Ehb (2022). *The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://www.ehb.eu/>
- Energinet (2007). *Energinet.dk køber gaslager af Dong Energy for mia. kr.*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Pressemeddelelse-Energinet-dk-kober-gaslager-af-DONG-Energy-for-2>
- Energinet (2010). *Energinet.dk overtager Dong Energys 132 KV højspændingsnet i Nordsjælland for 2 mia. kr.*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2017/04/25/Energinet-dk-overtager-DONG-Energys-132-kV-hojspaendingsnet-i-Nord>
- Energinet (2016). *Notat vedr. den hensigtsmæssige organisering af naturgasdistributionsnettet*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forsyning/notat_vedr_organisering_af_gas.pdf
- Energinet (2021a). *Konsekvensanalyse af mulighed for direkte linjer på transmissionsnettet*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EI/bilag_1-1_endk_konsekvensanalyse_af_mulighed_for_direkte_linjer_paa_transmissionsnettet.pdf
- Energinet (2021b). *Betalinger for balancering i gastransmissionsnettet*. Besøgt d. 14. september 2021 på: <https://energinet.dk/Gas/Tariffer-for-gas-transport/Gældende-tariffer>
- Energinet (2022a). *Energisystemet lige nu*. Besøgt d. 5. september 2022 på: https://energinet.dk/energisystem_fullscreen
- Energinet (2022b). *Energijø Bornholm*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Energioer/Energioe-Bornholm>
- Energinet (2022c). *Regler for nettilslutning af nye anlæg*. Besøgt d. 12. september 2022 på: <https://energinet.dk/EI/Nettilslutning-og-drift/Regler-for-nye-anlaeg#Nyeproduktionsanlaeg>
- Energinet (2022d). *Energijøer i Danmark*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://energinet.dk/Anlaeg-og-projekter/Energioer>

- Energinet (2022e). *Energinet justerer eltarifferne for 2023*. Besøgt d. 12. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/09/06/Energinet-justerer-tariffer#:~:text=1.,tab%20skal%20d%C3%A6kkes%20af%20egenkapitalen>
- Energinet (2022f). *Modernisering af tarifdesign*. Besøgt d. 12. september 2022 på: <https://energinet.dk/El/Elmarkedet/Tariffer/Modernisering-af-tarifdesign>
- Energinet (2022g). *Ny plan med 300 projekter til flere mia. styrker el- og gasnettet*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/05/24/LUP>
- Energinet (2022h). *Forbrugernes gastransporttarif stiger – baltic pipe holder stigningen nede*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/06/03/Forbrugernes-gastransporttarif-stiger-Baltic-Pipe-holder-stigningen-nede>
- Energinet (2022i). *Prices for transport in the gas transmission system*. Besøgt d. 21. september 2022 på: <https://en.energinet.dk/Gas/Tariffs-and-Fees>
- Energinet (2022j). *Fremtidige gastariffer*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://energinet.dk/Gas/Tariffer-for-gastransport/Fremtidige-tariffer>
- Energinet (2022k). *Får vi også brintøer i Danmark?* Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://energinet.dk/Gron-omstilling/Brint-i-DK>
- Energinet (2022l). *Invitation til markedsdialog om brintinfrastruktur*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2022/08/23/Invitation-til-markedsdialog-om-brintinfrastruktur>
- Energinet (2022m). *Udvikling af Energinets tarifdesign. Maj 2021*. Besøgt d. 21. september 2022 på: <https://energinet.dk/-/media/84534C41051E44ECAC5721613EBB8AB6.pdf>
- Energistyrelsen (2016). *Ny økonomisk regulering af Energinet.dk*. Udarbejdet af Implement Consulting Group. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Forsyning/ny_oekonomisk_regulering_af_energinetdk.pdf

- Energistyrelsen (2018). *Strukturredegørelse*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Tele/tt-netvaerket.pdf>
- Energistyrelsen (2019). *Havvindspotentialet i Danmark – screening af de danske farvande for mulige placeringer til ny havvind*.
- Energistyrelsen (2021a). *Analyseforudsætninger til Energinet*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyse-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Energistyrelsen (2021b). *Markedsmodel 3.0. Elmarkedet som nøglen til et klimaneutralt samfund*. Besøgt d. 5. september 2022: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/markedsmodel_3.0_afrapportering_juni_2021.pdf
- Energistyrelsen (2021c). *Summary of the main findings from the market dialogue on the procurement framework for the commercial co-ownership of the Energy Island in the North Sea*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energioer/summary_of_the_main_findings.pdf
- Energistyrelsen (2022a). *Oversigtskort over Danmarks El-infrastruktur anno 1985 og 2015*. Besøgt d. 5. september 2022 på: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/foer_etter.pdf
- Energistyrelsen (2022b). *Månedlig energistatistik – elforsyningsstatistik*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>
- Energistyrelsen (2022c). *Månedlig energistatistik – naturgasforsyningsstatistik*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>
- Energistyrelsen (2022d). *Fakta om energioerne*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://ens.dk/ansvars-omraader/vindenergi/udbud-paa-havvindmoelle-omraadet/danmarks-energioer/fakta-om-energioerne>
- Energistyrelsen (2022e). *Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/levelized-cost-energy-calculator>

Energistyrelsen (2022f). *Høring over lovforslag om ændring af lov om gasforsyning, og lov om Energinet og lov om elforsyning*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://ens.dk/service/hoeringer/hoering-over-lovforslag-om-aendring-af-lov-om-gas-forsyning-og-lov-om-energinet-og>

Energiwatch (2020). *Ørstedes salg af Radius er officielt gennemført*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://energiwatch.dk/Energinyt/Energiselskaber/article12379364.ece>

Energiwatch (2022a). *Omstridt gasledning til Lolland bliver 170 mio. dyrere end ventet*. Besøgt d. 13. september 2022 på: https://energiwatch.dk/Energinyt/Olie_Gas/article13907714.ece

Energiwatch (2022b). *Styrelsen åbner døren for 8,5 GW havvind uden udbud*. Artikel af 31. august 2022, <https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article14357645.ece>

ENTSOE (2020). *Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.entsoe.eu/news/2020/12/16/entso-e-publishes-its-annual-overview-of-transmission-tariffs-in-europe-for-2019/>

Erhvervsstyrelsen (2022). *Særligt følsomme sektorer og aktiviteter*. Besøgt d. 7. september 2022 på: <https://erhvervsstyrelsen.dk/saerligt-foelsomme-sektorer-og-aktiviteter>

Europakommissionen (2020). *Forslag til Europa-Parlamentet og rådets direktiv om kritiske enheders modstandsdygtighed*. Besøgt d. 14. september 2022 på: https://eur-lex.europa.eu/re-source.html?uri=cellar:74d1acf7-3f94-11eb-b27b-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF

Europaparlament (2022). *Det indre energimarked*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/da/sheet/45/det-indre-energimarked>

European Commission (2006). *Communication from the commission on a European Programme for Critical Infrastructure Protection*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0786:FIN:EN:PDF>

European Commission (2015). *Study on tariff design for distribution systems*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final%20revREF-E.PDF>

European Commission (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

European Commission (2021). *Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen*. Besøgt d. 15. September 2022 på: https://eur-lex.europa.eu/relationship.html?uri=cellar:2f4f56d6-5d9d-11ec-9c6c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

European Commission (2022a). *REPowerEU Plan*.

European Commission (2022b). *Critical Infrastructure*. Besøgt d. 7. september 2022 på: https://home-affairs.ec.europa.eu/pages/page/critical-infrastructure_en

Evida (2022a). *Historien bag Evida*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://evida.dk/om-evida/historien-bag-evida/>

Evida (2022b). *Distributionstariffer pr. 1. oktober 2022*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://evida.dk/kundeservice/priser-og-betingelser/tariffer-1-oktober/>

Evida (2022c). *Priser og betingelser Evida Fyn*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://evida.dk/kundeservice/priser-og-betingelser/>

Finans (2021). *TDC-ejere rydder direktionsgangen – få overblikket på 2 minutter*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://finans.dk/erhverv/ECE13047372/tdcejere-rydder-direktionsgangen-faa-overblikket-paa-2-minutter/>

FindEnergi (2022). *Hvem leverer strøm til mig? Netselskab og elselskab*. Besøgt d. 8. september 2022 på: <https://findenergi.dk/guides/hvem-leverer-stroem-til-mig/>

Folketinget (2021). *Godkendelse af etablering af gastransmissionsforbindelse til Lolland-Falster*.

Besøgt d. 13. september 2022 på:

<https://www.ft.dk/samling/20201/almudel/KEF/bilag/246/2365928/index.htm>

Forsyningstilsynet (2022). *Delvis godkendelse af tarifmetode i det danske gastransmissionssystem*

Forsyningstilsynet (2022b). *Dansk energis tarifieringsmodel 3.0*. Besøgt d. 13. september 2022 på:

<https://forsyningstilsynet.dk/media/10807/tilkendegivelse-tarifmodel-3-0.pdf>

Gasunie (2021). *Gasunie: decision on hydrogen infrastructure is milestone for energy transition*. Besøgt d. 22. september 2022 på:

<https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-decision-on-hydrogen-infrastructure-is-milestone-for-energy-transition>

Gasunie (2022a). *Tariff regulation*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://www.gasunietransportservices.nl/en/gasmarket/tariff-regulation>

Gasunie (2022b). *Gasunie start met aanleg waterstofnetwerk Nederland*. Besøgt d. 15. september 2022 på:

<https://www.gasunie.nl/nieuws/gasunie-start-met-aanleg-waterstofnetwerk-nederland>

Government of the Netherlands (2020). *Government Strategy on Hydrogen*". Besøgt d. 15. september 2022 på:

<https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>

HM Government (2021). *UK Hydrogen Strategy*. Besøgt d. 15. september 2022 på:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf

Horten (2022). *Lovforslag om regulering af brintinfrastruktur sendt i høring*. Besøgt d. 15. september 2022 på:

<https://www.horten.dk/nyhedsliste/2022/juli/lovforslag-regulering-brintinfrastruktur-sendt-hoering>

Indtægtsrammebekendtgørelsen (2016, BEK nr 768 af 23/06/2016). *Bekendtgørelse om indtægtsrammer og åbningsbalancer for naturgasdistributionsselskaber*. Besøgt d. 13. september 2022 på:

<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2016/768>

Indtægtsrammebekendtgørelsen (2020, BEK nr 2248 af 29/12/2020). *Bekendtgørelse om indtægtsrammer for netvirksomheder*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/2248>

Information (2019). *Salg af Radius var politisk uspiseligt og behøver ikke røkke ved Ørstedes grønne planer*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.information.dk/indland/2019/01/salg-radius-politisk-uspiseligt-behoever-rokke-ved-oersteds-groenne-planer>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021a). *Grøn gasstrategi – Gassens rolle i den grønne omstilling*.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021b). *Elektrificering af samfundet. Vejen mod et mere elektrificeret Danmark*.

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021c). *Tillæg til klimaaftale om energi og industri af 22. juni 2020 vedr. Ejerskab og konstruktion af energier mv*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://kefm.dk/Media/5/E/Aftaletekst%20-%20Energi%C3%B8er%20-%20Ejerskab%20og%20konstruktion%20af%20energi%C3%B8er%20mv.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2021d). *Regeringens strategi for power-to-x*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://kefm.dk/Media/637751860733099677/Regeringens%20strategi%20for%20Power-to-X.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2022a). *Faktaark: Mere grøn varme og udfasning af naturgas 2022*. Besøgt d. 5. september 2022 på: <https://kefm.dk/Media/637917337579992546/Faktaark%20gr%C3%B8n%20varme%20og%20udfasning%20af%20gas.pdf>

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2022b). *Bredt flertal: Energiø Bornholm udvides og forbindes til Tyskland*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/aug/bredt-flertal-energie-bornholm-udvides-og-forbindes-til-tyskland>

Lov om Energinet (2020, LBK nr 118 af 06/02/2020). *Bekendtgørelse af lov om Energinet*. Klima-, Energi-

- og Forsyningsministeriet: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/118>
- Lov om Energinet (2022, LBK nr 1161 af 05/08/2022). *Bekendtgørelse af lov om Energinet*. Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2022/1161>
- Lægemiddelstyrelsen (2020). *Eksport af personlige værnemidler uden for EU kræver tilladelse*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://laegemiddelstyrelsen.dk/da/nyheder/2020/eksport-af-personlige-vaernemidler-uden-for-eu-kræver-tilladelse/>
- Market, D. B. I. E. (2015). *Study on tariff design for distribution systems*.
- N1 (2022). *Om N1*. Besøgt d. 8. september på: <https://n1.dk/om-n1#:~:text=Vi%20er%20mere%20end%20450.hjem%20og%20virksomheder%20med%20str%C3%B8m.>
- Official Journal of the European Union (2008). *Council directive 2008/114/EC*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:345:0075:0082:EN:PDF>
- Politiken (2019). *TDC dropper Huawei: Ericsson skal levere 5G til Danmark*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://politiken.dk/vi-den/Tech/art7092396/Ericsson-skal-levere-5G-til-Danmark>
- Regeringen (2022a). *The Esbjerg Declaration*.
- Regeringen (2022b). *Danmark kan mere II*.
- Regeringen (2022c). *Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi)*. Besøgt d. 15. september 2022 på: <https://www.regeringen.dk/media/11146/aftale-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-groenne-braendstoffer.pdf>
- Retsinformation (2022). *Lov om leverandørsikkerhed i den kritiske teleinfrastruktur*.
- RVO (2022). *Stimulation of sustainable energy production and climate transition*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.tennet.eu/nl/e-insights/regulering/nederlandse-regulering>
- Statnett (2022). *Fagrapport om havvind i Sørlige Nordsjø II*.

Styrelsen for Dataforsyning og Infrastruktur (2021). *Tal på teleområdet*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://sdfi.dk/digital-infrastruktur/telepolitik/tal-paa-teleomraadet>

SVK (2022). *Tariffcharges*. Besøgt d. 14. september 2022 på: <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/connecting-to-the-grid/tariffcharges/>

TennetDE (2022). *Strommarkt – Regulierung*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-deutschland>

TennetNL (2022). *Nederlandse regulering*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.tennet.eu/nl/e-insights/regulering/nederlandse-regulering>

Transport- og Energiministeriet (2007). *Transport- og Energiministeriets EU-politik*. Besøgt d. 13. september 2022 på: <https://www.trm.dk/media/ee2pzuy4/eu-rapport-til-internetpdf.pdf>

TT-network (2022). *Om os*. Besøgt d. 13. september 2022 på: