



FORVENTET UDVIKLING I ENERGINETS ELTARIFFER

INDHOLDSFORTEGNELSE

Energinets eltariffer i 2023	3
Den grønne omstilling medfører tariffstigninger	4
Grøn omstilling øger investeringsniveauet markant de kommende år	5
Forventet stigning i elforbruget vil stabilisere tariffen	6
Elsystemets kompleksitet og markedsintegration driver omkostninger til systemydelser	7
Nettabet stiger på grund af mere VE og flere udlandsforbindelser	8
Flaskehalsindtægter betaler elforbindelser mod udlandet – og lidt til	9
Ny økonomisk regulering giver tariffstigninger	10
Eltariffer der understøtter et omkostningseffektivt elsystem	11
Aktuelle markedsforhold øger usikkerhed omkring tarifudvikling	12
Tarifudvikling i historisk perspektiv	13



ENERGINETS ELTARIFFER I 2023

Størstedelen af Energinets elrelaterede omkostninger betales af elforbrugerne via net- og systemtariffer (cirka 60 pct.).

Nettariffen dækker Energinets omkostninger til drift (herunder nettab), afskrivning, forrentning og vedligehold af det overordnede elnet (132/150 kV- og 400 kV-nettet) og af udlandsforbindelserne. Kunder med egne 132/150 kV-transformere, der afregnes på 132/150 kV-siden, afregnes til en reduceret tarif, der p.t. er 0,8 øre/kWh lavere end den almindelige nettarif.

Systemtariffen dækker Energinets omkostninger til forsyningssikkerhed og elforsynings kvalitet, herunder systemydelse, systemdrift, markeds- og systemudvikling samt omkostninger til DataHub.

Som udgangspunkt afregnes tariffer for forbrug på bruttoforbruget, jf. nedenfor om egenproducenter.

De resterende omkostninger dækkes af producenter (indfødningsstarif), handelsgevinster på udlandsforbindelserne (flaskehalsindtægter), transitkompensation (ENTSO-E's kompensationsordninger for nettab og infrastruktur) og markedsaktører (balancering og balancetariffer).

Indfødningsstariffen dækker en andel af Energinets omkostninger til det overordnede elnet, og afregnes som udgangspunkt på baggrund af nettoproduktionen.

For nettoafregnede egenproducenter gælder nogle særlige regler for afregningen. De skal ikke betale:

- Net- og systemtarif af den del af deres forbrug, som de dækker ved egenproduktion.
- Indfødnings- og balancetarif for den del af deres produktion, som anvendes som egenproduktion.

Solceller, vindmøller og decentrale værker, der fortsat er omfattet af aftagepligten, betaler ikke indfødningsstarif.

Energinet har anmeldt en ny metode for producentbetaling til Forsyningstilsynet i 2022. Hvis Forsyningstilsynet godkender metoden, forventes den at træde i kraft den 1. januar 2023 og indebærer en differentieret indfødningsstarif, afhængigt af om producenten er placeret i et forbrugs- eller et produktionsoverskudsområde.

Metoden indebærer også, at nye elproduktionsanlæg fremadrettet skal betale et engangsbidrag, når de tilsluttes transmissions- eller distributionsnettet.

Balancetarif for produktion dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelse og håndtering af balancemarkedet. Balancetarif betales af produktion, ligesom balanceansvarlige aktører opkræves et gebyr for balancekraft. Den tidligere balancetarif for forbrug indregnes fra 2023 i systemtariffen, hvor den udgør 0,36 øre/kWh af den samlede systemtarif.

I 2023 er tarifferne som følger:

Forbrugere betaler

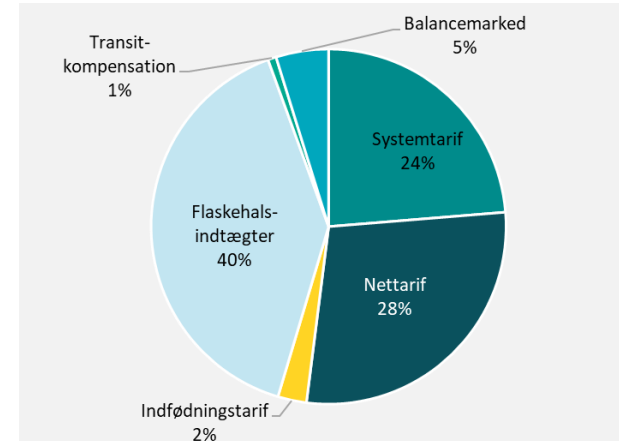
Nettarif	7,6 øre/kWh
Systemtarif	6,7 øre/kWh

Produktion betaler

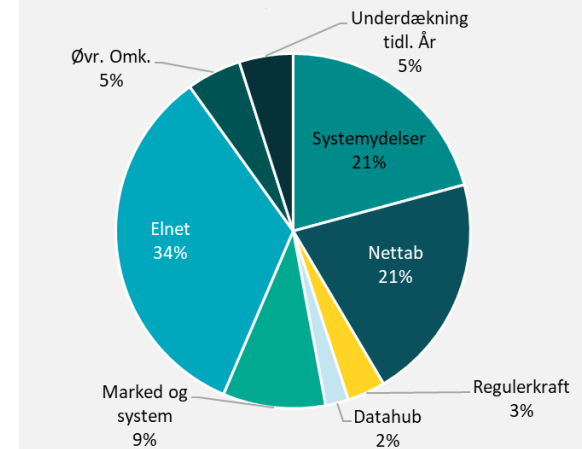
Indfødningsstarif i områder med forbrugsoverskud	0,3 øre/kWh
Indfødningsstarif i områder med produktionsoverskud	0,9 øre/kWh
Balancetarif for produktion	0,162 øre/kWh

Balanceansvarlige aktører betaler

Gebyr for balancekraft	0,1 øre/kWh
------------------------	-------------



Figur 1: Indtægter (10,4 mia. kr.)



Figur 2: Omkostninger (9,2 mia. kr.)

DEN GRØNNE OMSTILLING MEDFØRER TARIFSTIGNINGER

Energinet ønsker at give størst mulig transparens om forventningerne til fremtidigt niveau for eltransmissionstarifferne – og samtidig tydeliggøre de store usikkerheder, som er forbundet hermed.

En accelereret grøn omstilling til 100 pct. vedvarende energi medfører øgede omkostninger og kan føre til højere eltransmissionstariffer. Omstilling af elsystemet fra central termisk kraftværksproduktion til VE-baseret elproduktion, placeret langt væk fra forbrugsstederne (de store byer), giver et øget behov for transport af energi, og udbygningen med VE-produktion nødvendiggør investeringer i transmissionsnettet.

Desuden øger et aldrende net behovet for reinvesteringer, og risikoen for havarier er stigende. Opgaven med at balancere elsystemet bliver også mere kompleks, når hovedparten af strømmen kommer fra fluktuerende energikilder som vind og sol.

Energinet har udarbejdet fremskrivninger af det forventede fremtidige tarifniveau – foreløbig frem til og med 2025. Energinet forventer, at de væsentligste drivere for tarifudviklingen er:

- Stigende behov for **infrastrukturinvesteringer** på grund af øget afstand mellem VE-baseret elproduktion (sol og vind) og forbrugscentre samt øget behov for **reinvesteringer**.
- Øgede **systemdelsomkostninger** som følge af nye regler og behov for flere og nye typer af systemydelser til balancering af elnettet.
- Stigende omkostninger til **nettab** som følge af høje elpriser.
- Overgangen til **indtægtsrammer** nødvendiggør en højere konsolidering end den nuværende under hvile-i-sig-selv-regulering.
- Nye **driftsaktiviteter** blandt andet til modning af storskala havvindprojekter, regionalt drifts- og markedssamarbejde og håndtering og systemintegration af markedsbaseret sol.
- Stabilisering af tarifudviklingen efter 2022 forudsætter øget elektrificering og **tarifbetaling fra nye elforbrugere**.

Tariffremskrivningen er behæftet med en betydelig usikkerhed, da flere drivere bag tarifudviklingen er vanskelige at prognosticere. Tidligere tariffremskrivninger har underestimeret tarifudviklingen, blandt andet fordi elforbruget ikke steg som

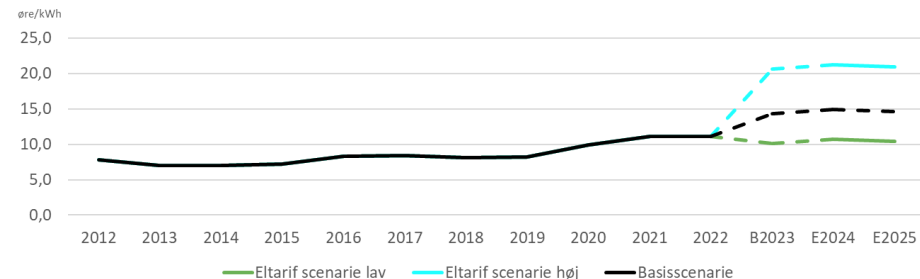
forventet, omkostninger til systemydelser steg mere end forventet, og Energinet er blevet tilført flere opgaver. Stigningen i tarifferne er delvist modvirket af Energinets løbende fokus på effektiviseringer og omkostningsreduktioner.

Derfor er basisscenarioet for tariffremskrivningen suppleret med høj- og lavtarifscenarier, som Energinet forventer, tarifudviklingen med stor sandsynlighed vil lande inden for. Der er regnet i forskellige scenarier for udviklingen i de mest betydende og usikre parametre. Det er særligt handelsgevinster på udlandsforbindelserne (flaskehalsindtægter), elforbruget og omkostninger til systemydelser og nettab. På de følgende sider er de væsentligste forudsætninger og usikkerheder beskrevet, og udfaldsrummene for de enkelte områder er vist i tabelform.

1 øre/kWh svarer til cirka 380 mio. kr.

I basisscenarioet forventes en samlet forbrugstarif på 14,3 øre/kWh i 2023, hvilket er en stigning på 3,1 øre i forhold til 2022. Stigningen skyldes højere omkostninger til nettab på grund af højere elpriser, øget forrentning af netaktiverne i Eltransmission som følge af ny økonomisk regulering og bortfald af overdækning fra tidligere år. De stigende omkostninger modsvares delvist af højere flaskehalsindtægter og et forventet højere elforbrug, så der er flere til at dele de samlede omkostninger.

Stigningen i elforbrugstarifferne fra 2022 til 2023 svarer cirka til 150 kr. pr. år for en almindelig husstand.



Figur 3 Historisk og forventet udvikling i elforbrugstarifferne 2012-2025 (Løbende priser)

Tariffremskrivningen er baseret på blandt andet Energistyrelsens Analyseforudsætninger (AF2021) om forbrugs- og produktionsudvikling, Energinets planer for netudbygning og markedsudvikling samt forwardpriser i elmarkederne.

GRØN OMSTILLING ØGER INVESTERINGSNIVEAUET MARKANT DE KOMMENDE ÅR

Energinets investeringsplaner afspejler behovet for tiltag i eltransmissionsnettet som følge af hurtigere grøn omstilling, nyt forbrug, et aldrende net og politiske ønsker om forskønnelse.

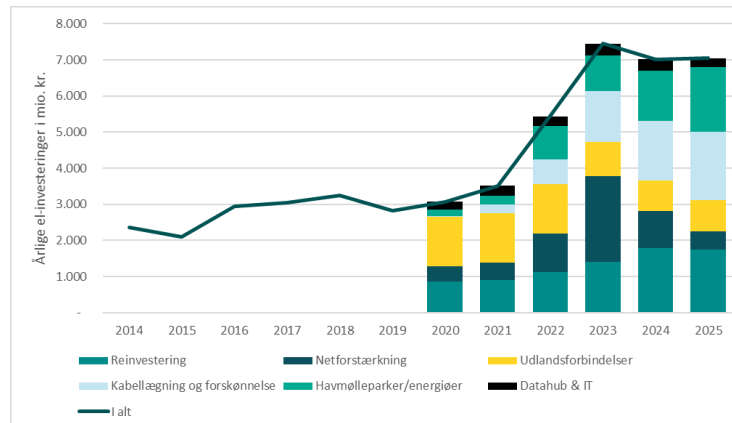
En nyinvestering på 1 mia. kr. hæver nettatariffen med cirka 0,2 øre/kWh, afhængigt af levetiden på netkomponenten. Udbygning af det indenlandske net i form af netforstærkninger og pålagte projekter finansieres via en øget nettarif. Krav om kabellægninger og forskønnelser forventes at fordyre projekterne. Reinvesteringer finansieres af eksisterende indtægtsramme og vil isoleret set ikke give anledning til tariftigninger. Udlandsforbindelser finansieres primært af flaskehalsindtægter og eventuelt EU-tilskud. Der er endnu stor usikkerhed om, hvordan investeringer i energier kommer til at påvirke Energinets tariffer, da omkostningsfordeling mellem Energinet og andre aktører endnu ikke er fastlagt.

Energinet skal i sin planlægning og udbygning af elnettet sikre,

- at eltransmissionsnettet er i stand til at håndtere de stigende mængder vedvarende energi, der ofte placeres langt fra forbrugscentrene
- at den høje elforsyningsikkerhed kan opretholdes, i takt med en stigende andel af fluktuerende vedvarende energi
- at markeds- og tariffølsninger udvikles yderligere, som et alternativ til ny infrastruktur.

Energinets investeringer forventes at stige fra et niveau omkring 3 mia. kr. historisk til det dobbelte niveau i den kommende fireårige periode – herefter forventes et fortsat højt investeringsniveau, hvis målsætningen om at reducere udledningen af CO₂ med 70 pct. i 2030 skal opfyldes.

Investeringen får først tarifmæssig effekt, når anlægget sættes i drift, og forsinkelser i investeringsprojekter kan udskyde påvirkningen af den fremtidige tarif, mens øgede havariomkostninger til udvekslingsforbindelser kan hæve tariffen.



Figur 4 Investeringsplan 2022-2025.

Power-to-X aftale (PtX)



Den politiske ambition er, at Danmark skal være nettoeksportør af grøn energi i 2030, og et af de konkrete mål er, at der skal være installeret 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. Udbygning med PtX kan få stor betydning for eltransmissionsnettet, afhængigt af placering, størrelse og tilslutningsbetingelser for anlæggene. Eksempelvis kan PtX-udbygning i VE-dominerede områder bidrage til at reducere begrænsninger i elnettet.

Energier



Folketinget har i juni 2020 besluttet at sætte gang i forberedelserne til etablering af to energier i Danmark – henholdsvis i Nordsøen og ved Bornholm. Energierne kan have betydning for især 400 kV-nettet i stort set hele landet.

POLITISKE AMBITIONER OG AFTALER SÆTTER RAMMEN FOR UDBYGNINGSBEHOV I ELTRANSMISSIONSNETTET PÅ LÆNGERE SIGT

Regeringsudspil "Danmark kan mere II"



Frem mod 2030 skal produktion af strøm fra vind og sol firdobles, og der skal udbygges med 1-4 GW havvind ud over de 2 GW havvind, der er besluttet. De nye planer for storskala VE resulterer i en årlig VE-produktion på 90-105 TWh, hvilket er tilstrækkeligt til at muliggøre netto-grøn-energieksport på både brint- og elform.

Samspil mellem storskala forbrug og produktion



Med forventede markante stigninger i både forbrug og produktion bliver både placering og samtidig afgående for behovet for netudbygning. Behovet kan reduceres ved at skabe incitamenter til, at der i placeringen af nye anlæg tages højde for begrænsninger i transmissionsnettet.

FORVENTET STIGNING I ELFORBRUGET VIL STABILISERE TARIFFEN

Elektrificeringen er indtil videre ikke gået så hurtigt som forventet. Et stigende elforbrug – der samtidig er fleksibelt og hensigtsmæssigt lokaliseret – er afgørende for, at tarifudviklingen kan holdes stabil. Samtidig er det afgørende, at nyt elforbrug ikke fritages for at betale for brug af det kollektive elnet.

Forventningerne til udviklingen i elforbruget er vigtig for at fastlægge udbygningsbehovet for det fremtidige elnet som vist på side 5, hvor afledte investeringer påvirker tariffene. Samtidig udgør forbruget en central parameter i tarifieringsgrundlaget, og et stigende elforbrug betyder, at der er flere til at betale omkostningerne.

Det danske elforbrug har gennem en årrække været rimeligt konstant, idet energieffektiviseringer har udlignet nyt elforbrug fra elkedler, varmepumper og elbiler. De seneste par år har elforbruget været stigende, og i Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF2021) forventes elforbruget at stige med 21 pct. fra 2022 til 2024 og med 62 pct. frem til 2030.

Stigningen skyldes en forventning om øget elektrificering, der politisk er et af virkemidlerne for at opnå målsætningen om at reducere udledningen af CO₂ med 70 pct. i 2030. Der er i høj grad tale om energiforbrug, der flyttes fra fossile brændsler til elektricitet produceret ved vedvarende energi samt nyt elforbrug til PtX-teknologier. Nye teknologier og sektorkoblinger skal modnes og udbredes, og hastigheden for elektrificering er derfor meget usikker.

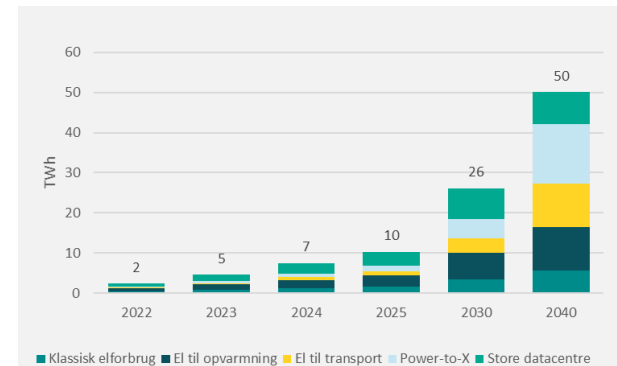
Desuden så resulterer den nuværende geopolitiske situation i Europa – med fokus på nedbringelse af afhængigheden af importeret naturgas – yderligere til usikkerheden i hastigheden hvormed elektrificeringen vil finde sted.

- Udfasning af naturgas som opvarmningskilde i husholdninger og erhverv vil føre til øget elforbrug fra individuelle og kollektive varmepumper samt store elkedler.
- Forventning om cirka én million grønne biler på de danske veje i 2030, hvilket vil føre til øget elforbrug fra el- og plugin-hybridbiler.

- Produktionen af CO₂-neutrale brændstoffer baseret på PtX-teknologier, der har et stort elforbrug, kan bidrage betydeligt til at løse klimaudfordringen. Grøn strøm fra sol og vind kan omformes til brint eller brintbaserede produkter og erstatte fossile brændsler i de sektorer, der ikke kan køre på ren el eller batteri. Demonstrationsprojekter for storskala produktion og anvendelse af PtX er på vej i Danmark.
- Flere Tech-giganter har allerede valgt at placere store datacentre i Danmark, blandt andet fordi Danmark har en meget høj forsyningssikkerhed, og fordi en stor andel af elproduktionen er VE-baseret. De første år i forbrugsfremskrivningen er i høj grad baseret på kendte projekter i pipeline, men også forbundet med stor usikkerhed, da udviklingen de seneste år har vist, at datacenterrejerne hurtigt kan skifte fokus fra det ene land til det næste. Desuden er det usikkert, hvor hurtigt et datacenter vil udnytte sin fulde kapacitet.

I referencescenariet forventes det, at elforbruget stiger med cirka 10 pct. pr. år, jf. Energistyrelsens Analyseforudsætninger. Lavtarifscenariet indtræffer, hvis elektrificeringen går hurtigere end forventet, mens højtartificenariet indtræffer, hvis elektrificeringen ikke tager fart, eller hvis det nye forbrug fritages for tariffbetaling.

En stigning i elforbruget på 10 pct. i 2023 vil alt andet lige reducere tariffen med 1,3 øre/kWh.



Figur 5 Forventet stigning i elforbrug (AF2021).

70 % reduktion af CO₂-udledning i 2030 og klimaneutralitet i 2050 forventes at sætte fart på elektrificeringen

TWh	2023	2024	2025
Uændret forbrug	35,3	35,3	35,3
AF2021 - 10 pct.	33,8	36,2	39,0
Reference – AF2021	37,8	40,3	43,3
AF2021 + 10 pct.	41,3	44,3	47,6

Udfaldsrum – tarifgrundlag forbrug.

ELSYSTEMETS KOMPLEKSITET OG MARKEDSINTEGRATION DRIVER OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

Omkostningerne til systemydelser er steget over de seneste år, og behovet for systemydelser stiger yderligere, i takt med at VE-andelen øges i Norden/Europa. Større internationale markeder og adgang for nye teknologier til systemydelsesmarkederne skal bidrage til at stabilisere omkostningerne.

En accelereret grøn omstilling til 100 pct. vedvarende energi fører til højere omkostninger til systemydelser, da der stilles nye og højere krav til balanceringen af elsystemet. Udfordringerne afspejles blandt andet i de stigende omkostninger til systemydelser de seneste år.

Opgaven med at balancere elsystemet bliver fortsat mere kompleks. Stigende andele af vedvarende energi i elsystemet øger behovet for flere og nye typer af systemydelser; og samtidig skubber det på udfasningen af termiske kraftværker, der traditionelt har leveret systemydelser. Fra 2022 stiger den mængde af systemydelser, som TSO'erne skal tilvejebringe. Det følger af en forringet frekvenskvalitet og stigende ubalancer i elsystemet som konsekvens af stigende mængder vedvarende energi i Norden og Europa. Det er TSO'erne, som fastlægger hvor mange systemydelser, der skal tilvejebringes, men det er tæt reguleret af europæiske krav og følger dermed af de konkrete ubalancer og frekvensstabilitet, der er i elsystemet.

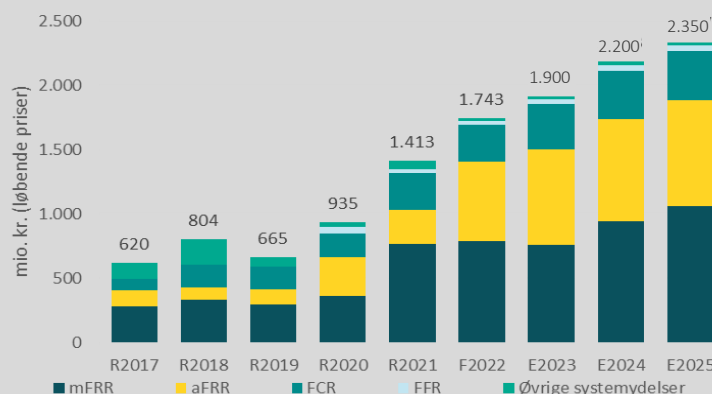
Energinet arbejder på at imødegå de stigende omkostninger via en række aktuelle ændringer i det internationale og nationale markedsdesign. Det skal være med til at muliggøre, at nye nationale aktører og VE-teknologier får en bedre adgang til markedet. De internationale markeder, der etableres frem mod 2024, forventes også at få stabiliserende effekt på omkostningerne – senest overgik indkøb af FCR i Vestdanmark fra 2021 til et stort, fælles nordeuropæisk marked. Indtil videre har det dog været vanskeligt at tiltrække nye leverandører, og senest har høje brændsels- og elpriser øget omkostningerne til systemydelser markant.

I fremskrivningens basisscenarie er der forudsat en positiv effekt fra disse initiativer, men markedssituationen og timingen af initiativerne er for nuværende usikker, hvilket kan ændre omkostningsbilledet. Der er også forudsat indkøb af nye systemydelser til at forbedre systemstabilitet og frekvens i det nordiske systemområde. I figuren ses basisscenariet, og desuden regnes på scenarier med høj og lav konkurrence på systemydelsesmarkederne.

Højtarifscenariet indeholder et større indkøb. Scenariet indtræffer, hvis åbningen af internationale markeder forsinkes, og likviditeten i de nationale markeder fortsat aftager, mens lavtarifscenariet indtræffer i fuldt integrerede internationale markeder med mulighed for at dele reserver med naboområder, og hvor nye teknologier og forbrugsfleksibilitet aktiveres.

Mio. kr.	2023	2024	2025
Høje priser	2.700	3.200	3.200
Reference	1.900	2.200	2.350
Lave priser	1.100	1.400	1.400

Udfaldsrum – systemydelser.



Figur 6 Omkostninger til systemydelser.

DE PRIMÆRE SYSTEMYDELSER

FREKVENSSSTABILISERING

FFR Fast Frequency Reserve
FCR Frequency Containment Reserve
FCR-N Frekvensstyret Normaldriftsreserve
FCR-D Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve

AUTOMATISK FREKVENSGENOPRETNING

aFRR automatisk Frequency Restoration Reserve

MANUEL FREKVENSGENOPRETNING

mFRR manuel Frequency Restoration Reserve

NETTABET STIGER PÅ GRUND AF MERE VE OG FLERE UDLANDSFORBINDELSER

Øget integration af VE (havmøller) og flere udlandsforbindelser i elsystemet øger det fysiske nettab og de høje elpriser øger værdien af nettabet. Energinet arbejder med at reducere nettab som en del af den samlede bæredygtighedsindsats og dermed også reducere omkostningerne hertil.

Nettabet er udtryk for tabet af energi under transmission, og klimapåvirkningen heraf afhænger af energimikset i den strøm, der transporteres. Jo større andel VE, desto lavere klimapåvirkning pr. transporteret kWh. Til gengæld betyder VE-udbygningen, at afstanden mellem forbrugs- og produktionssteder bliver større, hvilket i sig selv øger nettabet i transmissionsnettet, fx når strømmen fra havmølleparker skal transporteres til de større forbrugssteder. Med stigende nettab og de aktuelt høje elpriser bliver den regnskabsmæssige betydning af nettabet markant større.

Energinet dækker nettabet i AC-nettet i 132 kV-400 kV-nettet i Østdanmark, i 150 kV-400 kV-nettet i Vestdanmark og på Storebæltsforbindelsen. Herudover dækker Energinet halvdelen af nettabet på udvekslingsforbindelserne mod udlandet – dog kun en tredjedel af nettabet på Kontek-forbindelsen mod Tyskland.

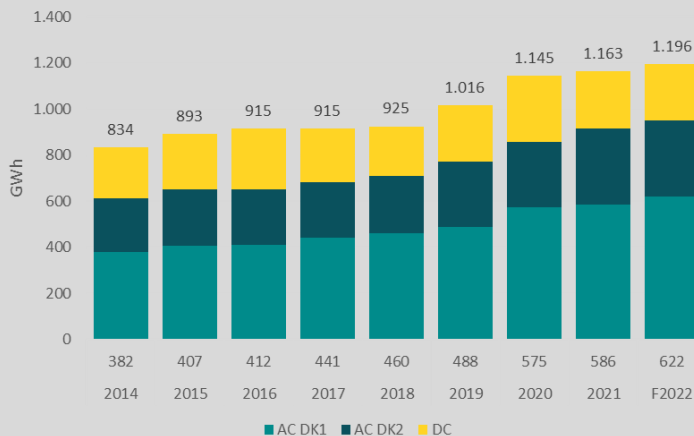
Stigningen i nettabet fra 2019 kan henføres til COBRA- og Kriegers Flak-forbindelserne samt vindmøller på Horns Rev 3 og Kriegers Flak. Figur 9 viser de resulterende omkostninger og forecastet for den regnskabsmæssige påvirkning i 2022. Tabellen til højre illustrerer udfaldsrummet for de kommende 3 år ved et høj- og lavprisscenarie. I basisscenariet er elspotprisen 1.400 kr./MWh i 2023 faldende til 750 kr./MWh i 2025, mens den i højprisscenariet er op til 900 kr./MWh højere og i lavprisscenariet er op til 600 kr./MWh lavere.

Øget nettab i transmissionsnettet søges imødegået ved:

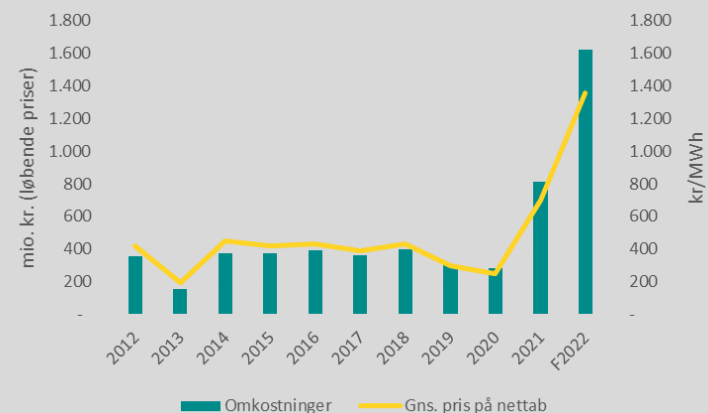
- Driftoptimering, hvor nettab søges begrænset gennem driftsinstrukser og -rutiner, fx ved at søge højest mulige spændingsniveau og gennem automatisk spændingsregulering i styringen af elnettet
- Indregning af tabsfaktor i dimensionering, hvor der fx gennemføres tomgangstabsanalyser ved beslutninger om transformerudskiftninger, og nettab indgår rutinemæssigt i beslutninger om netdimensionering og anvendelse af ny kabelteknologi.
- Energinet arbejder på at indføre implicit nettab på Storebælt og COBRA, hvor børserne tager hensyn til nettabsomkostningen i markedsclearingen. Initiativet handler om at bygge en mekanisme ind i børsernes prisberegninger, der sikrer, at der ikke udveksles strøm på DC-forbindelser, når nettabet overstiger samhandelsgevinsten. Implicit tabshåndtering er allerede implementeret på Skagerrakforbindelsen mod Norge.

Mio. kr.	2023	2024	2025
Høje priser	2.800	2.200	2.000
Reference	1.650	1.050	850
Lave priser	900	400	300

Udfaldsrum for samlede omkostninger til nettab.



Figur 8 Fysisk nettab i transmissionsnettet.



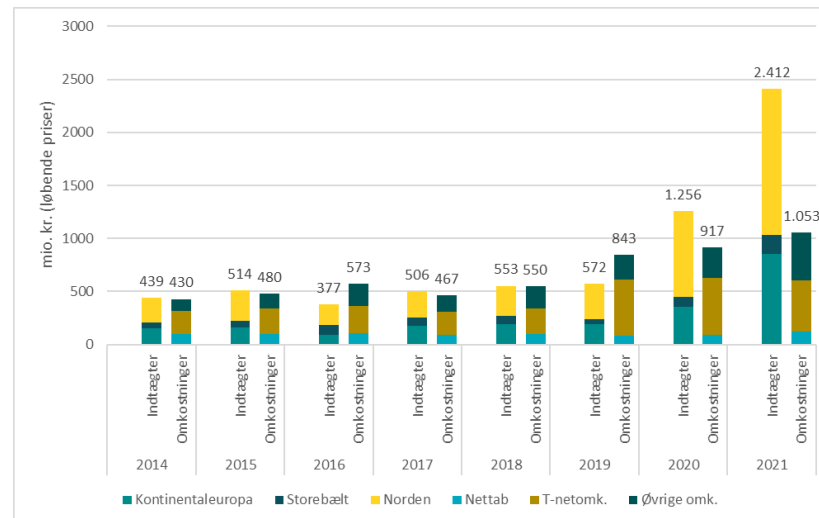
Figur 9 Omkostninger til nettab og gennemsnitlig indkøbspris.

FLASKEHALSINDTÆGTER BETALER ELFORBINDELSER MOD UDLANDET – OG LIDT TIL

Flaskehalsindtægter er meget volatile og kan give anledning til udsving i tariffen. Men set over tid har de mere end finansieret omkostningerne til udvekslingsforbindelserne.

Handelsgevinster opstår som følge af begrænsninger i overføringskapaciteten (flaskehalse) mellem forskellige prisområder i elmarkedet. I praksis understøtter en række elbørser køb af strøm i lavprisområder og salg af strøm i højprisområder. Gevinsterne fordeles til ejerne af de elforbindelser, som kobler prisområder sammen, det vil sige TSO-selskaberne. Historisk har indtægterne varieret i intervallet 400-2.400 mio. kr./år. I perioden fra 2012 til 2020 har tilbageførsel af tidligere opsparede handelsgevinster på over 2.000 mio. kr. bidraget til at holde tariffen nede. I 2022 forventer Energinet historisk høje flaskehalsindtægter på cirka 5.000 mio. kr. Energinet har fået Forsyningstilsynets godkendelse til at indregne en del af disse indtægter i årets tariffen 2022.

I tariffremskrivningen er prognosen for flaskehalsindtægter på udlandsforbindelserne baseret på AF2021's forudsætninger til kapaciteten på udvekslingsforbindelserne samt forwardpriserne på elbørserne. Udvekslingerne på forbindelserne er estimeret med udgangspunkt i historiske flows og sammenholdt med kørsler i Energinets modelværktøjer.



Figur 9 Flaskehalsindtægter og omkostninger til at sikre udvekslingskapacitet.

Flaskehalsindtægter er meget volatile. Prognosen er derfor præget af en meget høj grad af usikkerhed, da den blandt andet er baseret på forventninger til fremtidige spotpriser, der fx påvirkes af vejforhold (sol, vind og nedbør), udsving i globale råvare- og CO₂-priser og forventninger til kapaciteten i det nordeuropæiske elnet, der kan være påvirket af havarier samt interne netforhold i nabolandene.

I EU-reguleringen er det fastsat, hvorledes TSO'erne kan anvende flaskehalsindtægterne.

- De kan anvendes til at reducere tariffen 1:1 i forhold til de omkostninger, Energinet har til at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed for markedet (drift, nettab, vedligehold og finansiering af udlandsforbindelser og en andel af det indenlandske net).
- De kan spares op til kommende netinvesteringer, der kan øge udvekslingskapaciteten, eller de kan anvendes til at reducere tariffen yderligere. Sidstnævnte forudsætter, at Forsyningstilsynet finder, at Energinet har sikret en tilstrækkelig udvekslingskapacitet mod naboømråderne.

Energinets løbende omkostninger ved at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed på de nuværende forbindelser, er p.t. estimeret til 1.400 mio. kr./år i 2023 – stigende til over 1.600 mio. kr. i 2024-2025, når Viking Link-forbindelsen mod England bliver sat i drift.

Energinet vurderer, at flaskehalsindtægterne i de kommende år vil være en del højere end omkostningerne, som Energinet har til at sikre kapaciteten. I tariffremskrivningen er det forudsat, at yderligere flaskehalsindtægter på i alt 1.600 mio. kr. anvendes til at reducere tariffen ud over de anførte omkostninger ovenfor. Det indebærer, at en stor del af usikkerheden ved prognosen for flaskehalsindtægter ikke direkte påvirker forventningerne til tariffen, men særligt størrelsen af hensættelserne, som først har betydning for tariffniveauet længere ud i fremtiden. Først hvis flaskehalsindtægterne falder under de forventede omkostninger til at sikre handelskapaciteten, vil tariffen stige.

Scenarier med høje flaskehalsindtægter opstår typisk i forbindelse med våd- eller tørår i Norden, hvor der vil være store prisforskelle mellem Norden og Kontinentaleuropa, og hvor Danmark som transitland opnår store handelsgevinster – som det skete i 2020. Scenarier med lave flaskehalsindtægter opstår i vindfattede år. Den aktuelle udvikling skyldes volatiliteten på energimarkederne, primært som følge af krigen i Ukraine.

NY ØKONOMISK REGULERING GIVER TARIFSTIGNINGER

Folketinget vedtog i december 2020 en lov, der sætter loft over, hvor meget Energinet kan opkræve via tariffjerne. Den nye økonomiske regulering træder i kraft i 2023 for Eltransmission, mens ny økonomisk regulering af DataHub og Systemansvar indtil videre er udskudt til 2024. Udmøntningen af lovgivningen er fortsat ikke helt på plads, og der er derfor p.t. mange usikkerheder om udformningen af den nye økonomiske regulering.

Fra 2023 skal aktiviteter, der vedrører eltransmissionsnettet, drives under en ny økonomisk regulering, hvor hvile-i-sig-selv-reguleringen ændres til en indtægtsrammeregulering. Indtægtsrammen vil være sammensat af en omkostningsramme og en forrentningsramme. Den nye økonomiske regulering minder om den regulering, som elnet- og gasdistributionselskaber er underlagt, hvor omkostningsrammen fastsættes på baggrund af de historiske og forventede omkostninger fratrasket et effektiviseringskrav, og forrentningsrammen giver en rimelig forrentning af den investerede kapital.

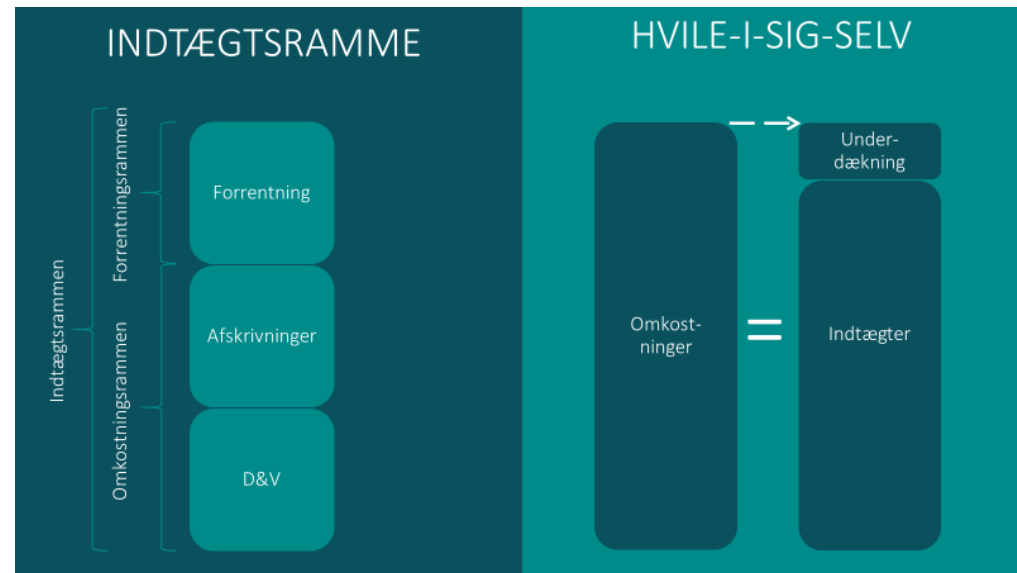
Ændringen skal give Energinet et større incitament til at drive virksomheden effektivt under hensyntagen til, at Energinet fortsat løser sine opgaver ud fra samfundsøkonomiske prioriteringer. Men reguleringen påfører også Energinet en række nye økonomiske risici, der nødvendiggør en højere konsolidering end den nuværende.

Energinets nuværende (og forventet set faldende) soliditetsgrad på 8 pct. afspejler egenkapitalbehovet efter den nuværende regulering. Under en ny regulering, hvor Energinets økonomiske risici øges, vil der være behov for en forrentning, der øger den hensatte egenkapital, og dermed etablerer en økonomisk "buffer" som værn mod den øgede risiko.

Tilsvarende har Energinet en høj kreditvurdering under den nuværende regulering. I en ny regulering med øgede risici og den lave soliditetsgrad vil Energinets kreditvurdering være væsentligt forringet i forhold til hvile-i-sig-selv-reguleringen; og derved øges kapitalomkostningerne.

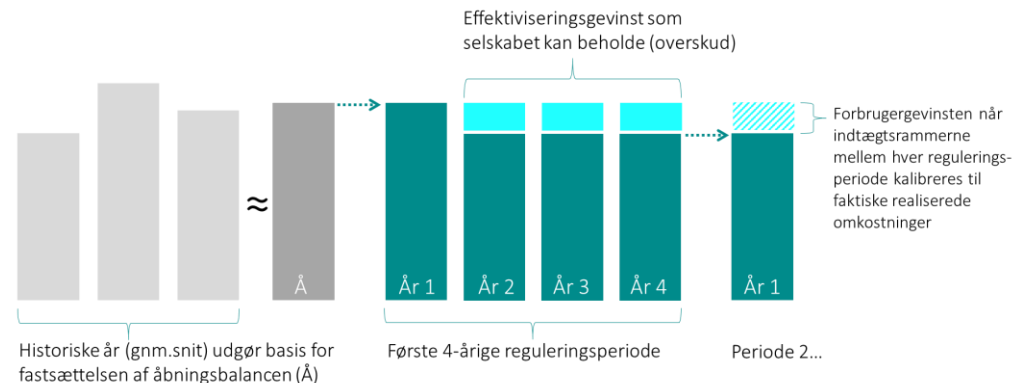
Overgangen til indtægtsrammeregulering medfører isoleret set en forventet tariffstigning fra 2022 til 2023 på 1,5 øre/kWh.

Da afklaringerne og udmøntningen af lovgivningen endnu ikke er helt færdige, er de tariffmæssige konsekvenser af den ny økonomiske regulering baseret på skøn og Energinet's forventninger til en rimelig forrentning af den investerede kapital.



Indtægtsrammer regulerer, hvor mange omkostninger der må opkræves (forskellen er over- eller underskud), mens hvile-i-sig-selv sikrer balance mellem omkostninger og indtægter (forskellen er over- og underdækning).

Indtægtsrammen fastsættes for en fire-årig periode på baggrund af historiske omkostninger



ELTARIFFER DER UNDERSTØTTER ET OMKOSTNINGSEFFEKTIVT ELSYSTEM

Et nyt tarifdesign skal bidrage til en mere omkostningseffektiv grøn omstilling ved at understøtte mere fleksibilitet i elsystemet og sikre endnu bedre udnyttelse af den eksisterende kapacitet. Blandt andet gennem rabat for afbrydelighed og ved at understøtte samplacering af storskala forbrug og produktion i transmissionsnettet. Samtidig styrkes prissignalet til elforbrugerne, når opkrævning af elnettariffen på sigt overgår til distributionsselskaberne.

Energinet arbejder med at modernisere tarifdesignet for eltarifferne, så det bedre understøtter den grønne omstilling, herunder tager højde for øget elektrificering samt behovet for fleksibilitet i elsystemet og på tværs af sektorer.

Energinets tariffer opkræves i dag som en energitarif med en fast betaling pr. kWh, som beskrevet på side 3. Men en stor del af Energinets omkostninger er faste og ikke direkte proportionale med elforbruget. Derfor analyserer Energinet muligheder for andre mere omkostningsægte måder at opkræve tarifferne, og har udviklet nye metoder på området. Metoderne er i første halvår 2022 anmeldt til Forsyningstilsynets godkendelse:

- Ny producentbetaling der indfører tilslutningsbidrag til dækning af (nogle) af Energinets omkostninger i det bagvedliggende net samt geografisk differentiering af tilslutningsbidrag og løbende tarif (indfødnings-tariffen). Metoden er en udmøntning af de politiske intentioner i energiforliget fra 2020.
- Netprodukter for begrænset netadgang og midlertidigt begrænset netadgang for større elforbrugere, som tilbyder reduceret nettarif til kunder, der vil acceptere midlertidige afbrud i situationer med utilstrækkeligt net. Tarif-reduktionen afspejler, at Energinet kan spare en del investeringer i elnettet, når den høje forsyningssikkerhed ikke skal opretholdes for de pågældende store elkunder.
- Ny metode for opkrævning af systemtariffen, der introducerer et fast tarif-element i form af en årlig abonnementsbetaling på 180 kr. pr. afregningsmåler, uanset størrelsen af forbruget på måleren samt en tarifreduktion på 90 pct. for elforbrug over 100 GWh årligt.

Desuden arbejder og analyserer Energinet på tidsdifferentierede tariffer med lavere tariffer på de tidspunkter, hvor nettet er mindst belastet, som skal give incitament til at flytte forbrug væk fra de mest belastede tidspunkter og dermed undgå eller udskyde behov for netudbygning.

Endelig arbejder Energinet sammen med Dansk Energi og de danske distributionsselskaber for at sikre sammenhængskraft og styrke den samlede tarifiering mod elforbrugerne, så der samlet set kan sendes klare prissignaler gennem tarifferne, der kan bidrage til at sikre den samfundsøkonomisk mest optimale netudbygning. Energinet arbejder ud fra det roadmap, der er vist til højre.

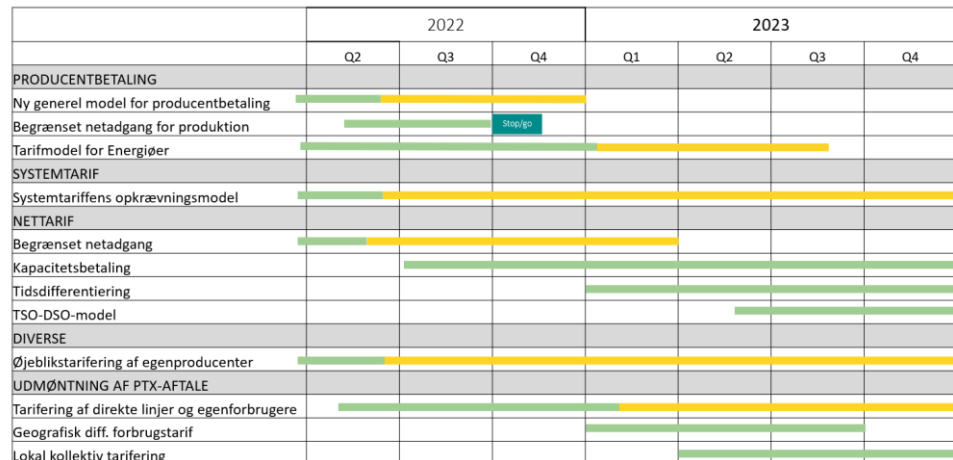
Ændringerne i tarifdesignet forventes at ske gradvist i slutningen af fremskrivningsperioden og vil føre til en vis grad af omfordeling. Hensigten med ændringerne er, at de, som giver anledning til omkostningerne i højere grad bidrager til at dække dem. Målsætningen er at gøre det relativt billigere at bruge mere el og derved understøtte en øget elektrificering samt behovet for fleksibilitet i elsystemet. Tariffremskrivningen er udarbejdet på det nuværende tarifdesign med 100 pct. energitariffer (øre/kWh), hvor det i fremtiden forventes, at dele af omkostningerne opkræves via kapacitetstariffer (kr./MW).

Der vil undervejs i processen være en høj grad af interessentinddragelse.

Energinet har udgivet en publikation, der går i flere detaljer med de forventede ændringer af tarifdesignet. Publikationen kan findes på Energinets hjemmeside.

TIDSPLAN

TIL ILLUSTRATION OG MED FORBEHOLD FOR UDVIKLINGSTID HOS ENERGINET OG FORSYNINGSTILSYNETS GODKENDELSE OG SAGSBEHANDLINGSTID MV.



Figur 10 Roadmap for ændringerne af Energinets eltarifdesign.

AKTUELLE MARKEDSFORHOLD ØGER USIKKERHED OMKRING TARIFUDVIKLING

Energimarkederne har siden efteråret 2021 oplevet historisk høje prisstigninger og -udsving. Den udvikling er blevet yderligere forstærket af konflikten i Ukraine.

Elpriserne er typisk en refleksion af kortsigtede faktorer såsom mængden af vind, sol og forbrug på timeniveau, såvel som mere strukturelle forhold som priserne på kul, gas og CO₂-kvoter samt vandreservoirerne i Norge og Sverige. På det seneste har udviklingen i de forventede danske elpriser været drevet af gasprisudviklingen, der er påvirket af betydelige reduktioner i gasleverancer fra Rusland.

For Energinet medfører udviklingen i spot- og forwardpriserne høje flaskehalsindtægter og høje omkostninger til nettab og systemydelser, der ligger langt over de niveauer, som Energinet tidligere har vurderet sandsynligt. Udsvingene i priserne medfører derfor også ekstraordinær stor usikkerhed om prognoserne for de kommende år.

De høje elpriser og de betydelige udsving i priserne forventes også at resultere i periodisk store prisforskelle mellem Centraleuropa (hvor prisen især er bestemt af gasprisudviklingen) og Norden (hvor prisen i højere grad er bestemt af vand og vind). Det forventes at resultere i stor transit gennem det danske elsystem med deraf følgende

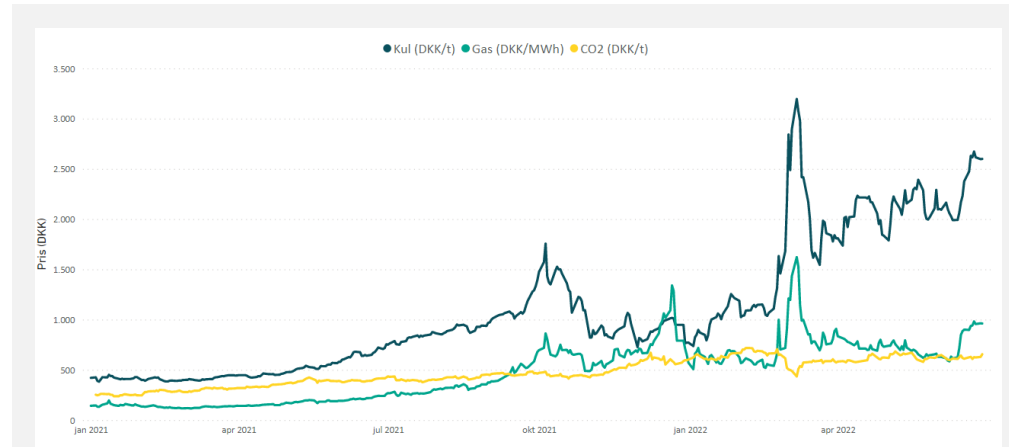
høje flaskehalsindtægter.

Nettabet dækkes ved hjælp af køb i spotmarkederne, og prisudsving slår derfor igennem 1:1 i Energinets omkostninger. Af samme årsag forventes omkostningerne til nettab i 2022 at være 5 gange højere end i 2020.

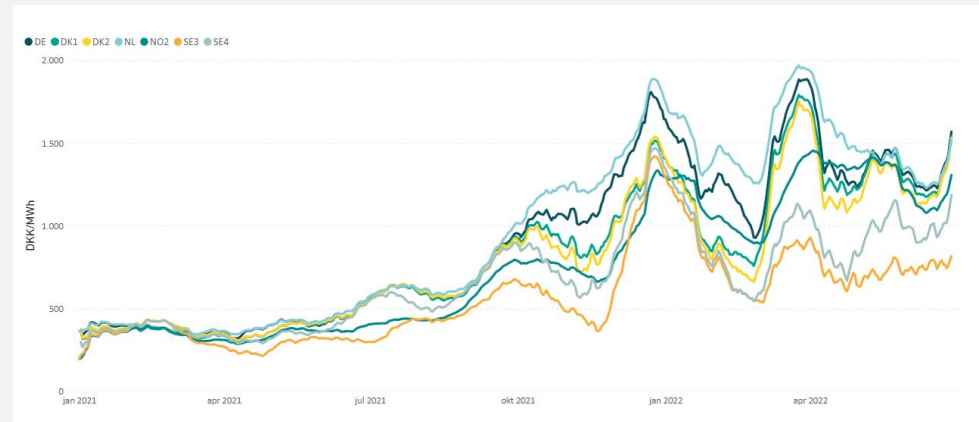
Leverandører af systemydelser prissætter i nogen grad deres ydelser ud fra forventningerne til elspotpriserne, da de mister en potentiel indtjening i spotmarkedet ved at levere systemydelser. Særligt på de produkter, hvor systemydelserne indkøbes på månedsbasis oplever Energinet store prisstigninger, fordi usikkerheden stiger, når leverandøren skal fastsætte en pris for en længere periode.

Forward-priser indikerer, at markedet forventer fortsat høje gas- og elpriser frem mod 2024-2025.

Desuden forventes højere generel inflation og særligt stigende komponentpriser at fordyre Energinet's nødvendige investeringer i elinfrastruktur.



Figur 11: Prisudvikling i kul, gas og CO₂ (front måned) 2021 – juni 2022.



Figur 12: Udvikling i Elspotpriser i Danmark og naboområder 2021 – juni 2022.

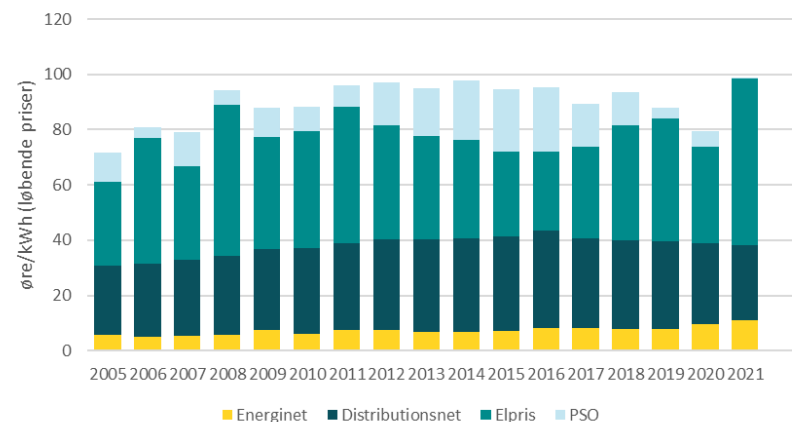
TARIFUDVIKLING I HISTORISK PERSPEKTIV

Danmark har nogle af Europas laveste elpriser for erhverv. Mens den rene elpris har været faldende blandt andet som følge af øget VE, så er Energinets tariffer stigende på grund af øgede omkostninger til integration af ny VE i elsystemet.

Siden Energinet blev dannet i 2005, er der foretaget mange investeringer i elnettet. Blandt andet er fire havvindmølleparker blevet tilsluttet elnettet, Øst- og Vestdanmark er blevet forbundet med en elektrisk forbindelse, og tre nye udlandsforbindelser mod henholdsvis Norge, Holland og Tyskland er sat i drift. I de seneste 15 år er anlægsværdien af transmissionsnettet seksdoblet. I samme periode er nettariffen kun steget med 75 pct. Det skyldes blandt andet, at en del af netudbygningen er blevet betalt af øgede handelsgevinster på udvekslingsforbindelserne. Storebælt- og Skagerrakforbindelserne er i stort omfang finansieret af opsparede flaskehalsindtægter. Dog stiger anlægsværdien i 2008 og 2012 blandt andet som følge af Energinets køb af de regionale transmissionsnet, mens omkostningerne til de regionale net også indgik i tariffen forud for købet. Med den kommende indtægtsrammeregulering af transmissionsaktiviteterne vil der fremadrettet være en tættere sammenhæng mellem udviklingen i anlægsaktiver og nettarif, da forrentning af nettaktiver udgør en væsentlig andel af den samlede indtægtsramme.

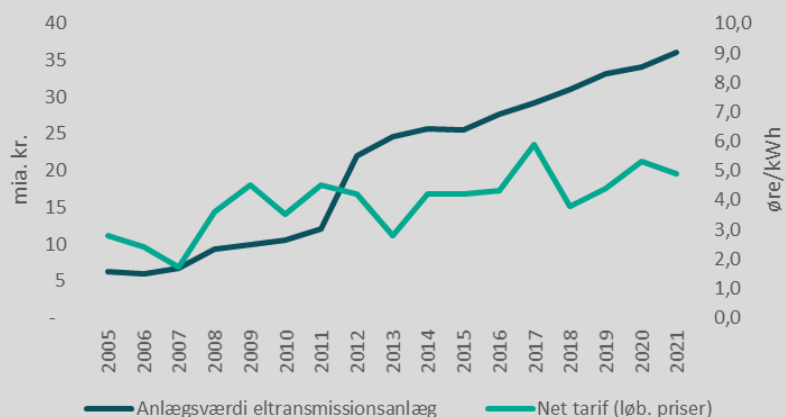
Elproduktion fra vindmøller og solceller dækkede i 2020 50 pct. af det danske elforbrug. I 2005 var andelen kun 20 pct. Når en større andel af elproduktionen kommer fra sol og vind, hvis produktion er fluktuerende, og hvor teknologityperne er nye, så stiller det nye krav til balancering og drift af elsystemet. Det giver behov for flere og nye typer af systemydelse, som afspejler sig i en stigende systemtarif.

Elregningens sammensætning



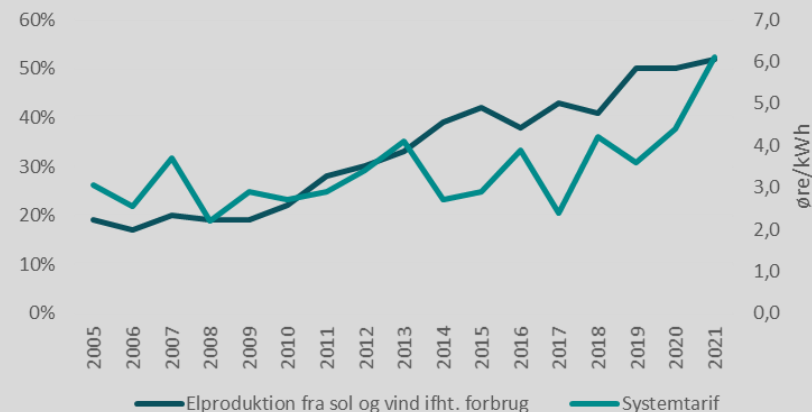
Figur 13 Udvikling i elregningen (eksklusive elafgift og moms) 2005-2021.

Anlægsværdi elaktiver og Nettarif



Figur 14 Udvikling i nettarif og værdi af Energinet elanlægsaktiver 2005-21.

Andel af VE-produktion og Systemtarif

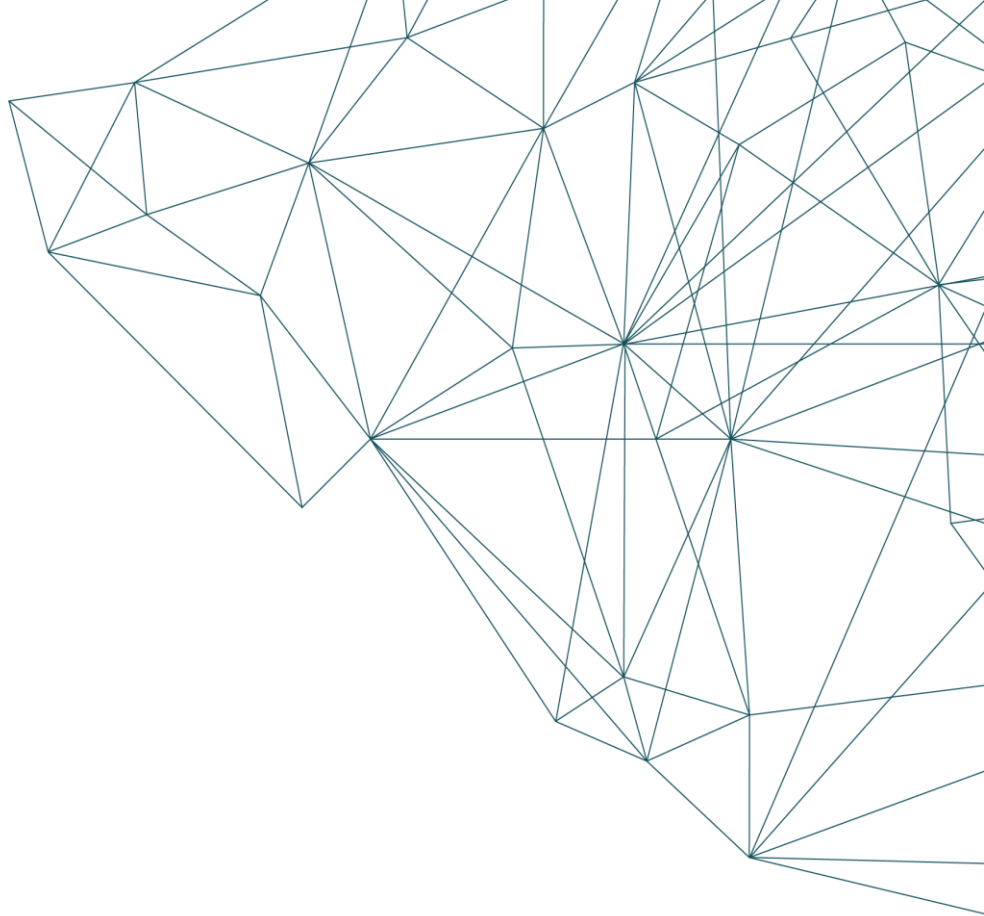


Figur 15 Udvikling i systemtarif og elproduktion fra sol og vind ifht. elforbrug 2005-21.



Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tlf 70 10 22 44

info@energinet.dk
www.energinet.dk



Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af staten.

Det betyder, at de publikationer m.v., som Energinet udgiver, alene er udtryk for Energinets faglige vurderinger. Disse vurderinger deles ikke nødvendigvis af klima-, energi- og forsyningsministeren, der varetager ejerskabet af Energinet på statens vegne.

Energinet bestræber sig på at være en åben og transparent virksomhed, hvor vurderinger og analyser gøres tilgængelige for alle.