



ENERGINET

FORVENTET UDVIKLING I ENERGINETS ELTARIFFER

De kommende års forventede tarifudvikling og de primære drivere for eltariffen samt roadmap for ændringer af Energinets tarifmodel

ENERGINETS ELTARIFFER I 2021

Størstedelen af Energinets elrelaterede omkostninger betales af elforbrugerne via net- og systemtariffer (ca. 75 pct.).

Nettariffen dækker EL TSO'ens omkostninger til drift (herunder nettab), afskrivning, forrentning og vedligehold af det overordnede elnet (132/150 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 0,3 øre/kWh lavere end den almindelige nettarif.

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

Som udgangspunkt afregnes tariffer for forbrug på bruttoforbruget, jævnt fordelt nedover omkring egenproducenter.

Det resterende betales af producenter (indfødningsstarif), handelsgevinster på udlandsforbindelserne (flaskehalsindtægter), Transitlevning (ENTSO-E's kompensationsordninger for nettab og infrastruktur) og markedsaktører (balancering og balancetariffer).

Indfødningsstariffen dækker en andel af Energinets omkostninger til det overordnede elnet. Den afregnes som udgangspunkt på baggrund af nettoproduktionen. For nettoafregnede egenproducenter gælder nogle særlige regler for afregningen. De skal ikke betale:

- Nettarif, systemtarif og balancetarif af den del af deres forbrug, som de dækker ved egenproduktion

- Indfødningsstarif 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.

Balancetariffer dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelse og håndtering af balancemarkedet. Balancetarif betales af forbrug og produktion, ligesom forbrugs- og handelsbalanceansvarlige aktører opkræves et gebyr for balancekraft. Det forventes, at produktionsbalanceansvarlige aktører også vil blive opkrævet gebyr for balancekraft fra november 2021.

I 2021 er tarifferne som følger:

Forbrugere betaler

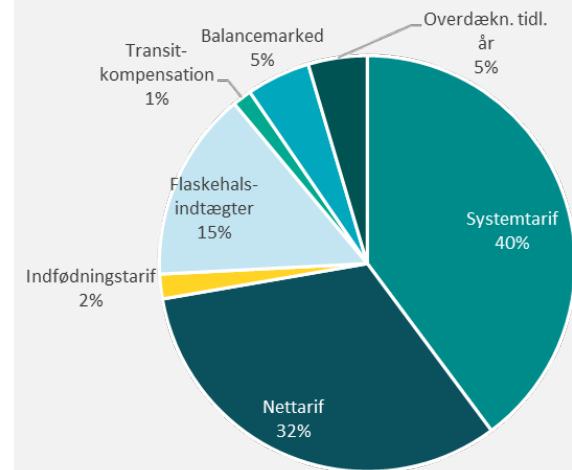
Nettarif	4,9 øre/kWh
Systemtarif	6,1 øre/kWh
Balancetarif for forbrug	0,229 øre/kWh

Produktion betaler

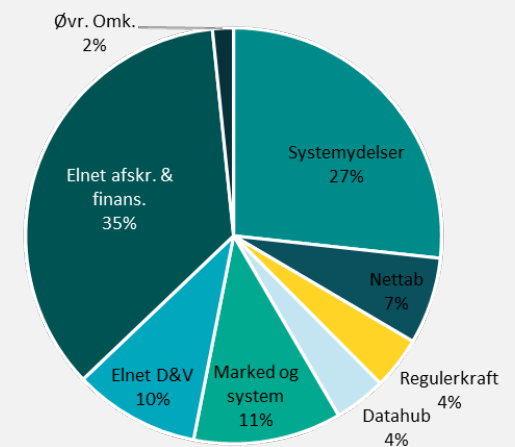
Indfødningsstarif	0,3 øre/kWh
Balancetarif for produktion	0,123 øre/kWh

Balanceansvarlige aktører betaler

Gebyr for balancekraft (handel og forbrug)	0,1 øre/kWh
--	-------------



Figur 1: Indtægter (5,0 mia. kr.)



Figur 2: Omkostninger (5,0 mia. kr.)

DEN GRØNNE OMSTILLING KAN MEDFØRE TARIFSTIGNINGER

Energinet ønsker at give størst mulig transparens om forventningerne til fremtidigt niveau foreltransmissionstarifferne – 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 nødvendiggør investeringer i transmissionsnettet. Herudover 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 lavet fremskrivninger af det forventede fremtidige tarifniveau – foreløbig frem til og med 2024. 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.
- Behov for **netforstærkninger** og **reinvesteringer** og vedligehold samt øgede omkostninger til havari.
- Øgede **systemdelsesomkostninger** som følge af nye regler og behov for flere og nye typer af systemydelse til balancering af elnettet.
- 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 systemydelse steg mere end forventet, og Energinet er blevet tilført flere opgaver.

Derfor er basissceneriet for tariffremskrivningen suppleret med høj- og lavtarif-scenarier, som Energinet forventer, tarifudviklingen med stor sandsynlighed vil falde 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 systemydelse. På de følgende sider er de væsentligste forudsætninger og usikkerheder beskrevet, og udfaldsrummene for de enkelte områder er vist i tabelform.

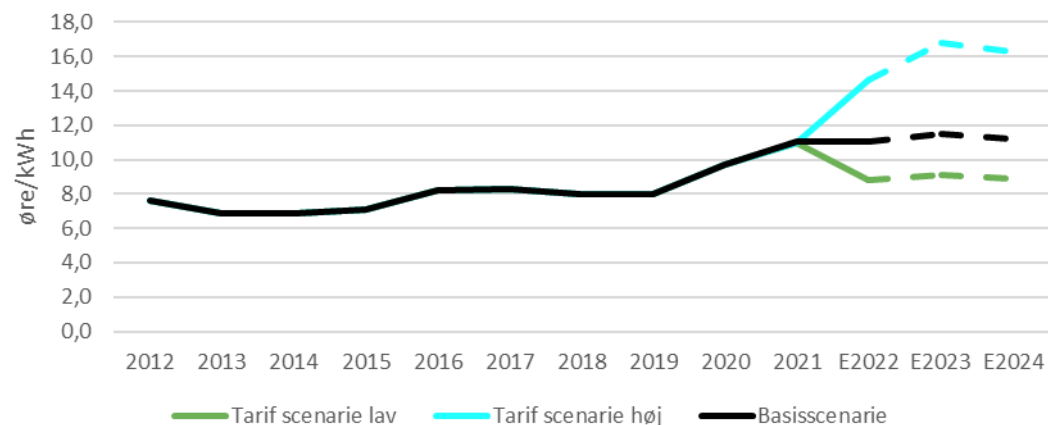
1 øre/kWh svarer til cirka 350 mio. kr.

I basissceneriet forventes en uændret net- og systemtarif i 2022, primært fordi et stigende elforbrug og en forventet overdækning fra 2021 modsvarer stigende omkostninger til systemydelse og nettab som følge af højere elpriser.

Tariffremskrivningen er baseret på blandt andet Energistyrelsens Analyseforudsætninger (AF2020) om forbrugs- og produktionsudvikling, Energinets planer for netudbygning og markedsudvikling samt forwardpriser i elmarkederne.

Net- og systemtariffer 2012-2024

(løbende priser)



Figur 3: Forventet tarifudvikling 2022-24

GRØN OMSTILLING ØGER INVESTERINGSNIVEAUET MARKANT DE KOMMENDE ÅR

Energisnetts investeringsplaner afspejler behovet for tiltag i eltransmissionsnettet som følge af den grønne omstilling, nyt forbrug, et aldrende net og politiske ønsker om forskønnelse.

En nyinvestering på 1 mia. kr. hæver nettariffen med ca. 0,1-0,2 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 via nettariffen – dog delvist via bortfald af afskrivninger på de anlæg, som erstattes. Udlandsforbindelser finansieres primært af flaskehalsindtægter og eventuelt EU-tilskud. Kun dele af investeringen i energigørerne finansieres af nettariffen, mens andre dele finansieres af kommende koncessionshavere.

Energisnettet skal i sin planlægning og udbygning af elnettet sikre,

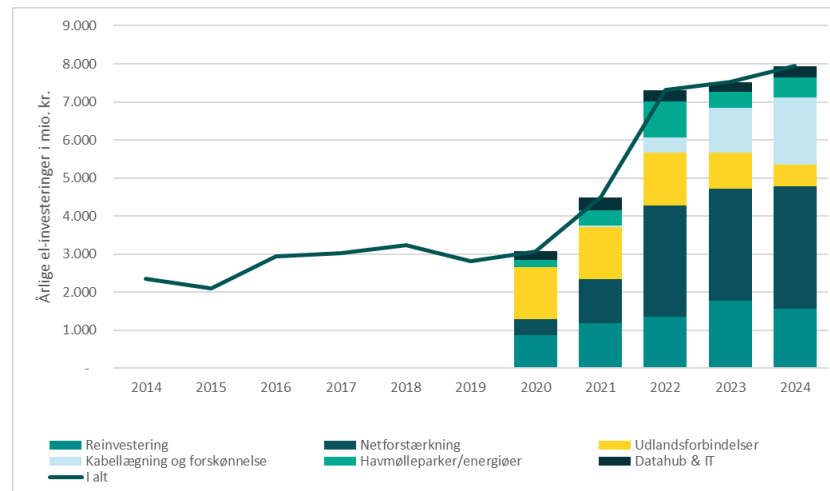
- at eltransmissionsnettet er i stand til at håndtere de stigende mængder vedvarende energi, der ofte placeres langt fra forbrugscentrene
- at den høje elforsyningssikkerhed kan opretholdes, i takt med at en stigende andel af fluktuerende vedvarende energi
- at markeds- og tarifløsninger udvikles yderligere,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

Energisnetts investeringer forventes at stige fra cirka 3 mia. i 2020 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 i det eksisterende net kan hæve tariffen.

Mio. kr.	2022	2023	2024
Tarif høj	100	100	100
Reference	0	0	0
Tarif lav	-100	-100	-100

Udfaldsrum – meromkostninger til elnettet



Figur 4: Investeringsplan 2021-2024

VE på markedsvilkår



Der er aktuelt stor interesse for at opstille især solcelleanlæg. Hvorvidt denne tendens fortsætter, eller markedet mættes, og udviklingen stagnerer, vil være afgørende for de langsigtede netudviklingsbehov.

Energigør



I klimaaftalen er der politisk enighed om, at der skal etableres to energigør henholdsvis i Nordsøen og ved Bornholm, under forudsætning af at disse er rentable. Energigørerne kan have betydning for især 400 kV-nettet i stort set hele landet.

GAMECHANGERE FOR BEHOV I ELTRANSMISSIONSNETTET PÅ LÆNGERE SIGT

Power-to-X (PtX)



Udbygning med PtX kan få stor betydning for transmissionsnettet, afhængigt af placering, størrelse og tilslutningsbetingelser for anlæggene. PtX-udbygning i VE-dominerede områder kan bidrage til at reducere begrænsninger i elnettet, mens konsekvenserne i forbrugsdominerede områder vil være afhængige af tilslutningsbetingelserne.

Sammenspil mellem storskala forbrug og produktion



Med forventede markante stigninger i både forbrug og produktion bliver både placering og samtidig afvikling afgørende 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

September 2021

5

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 4, hvor afledte investeringer påvirker tariffen. 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 været rimeligt konstant i de seneste 10 år, hvor energieffektiviseringer har udlignet nyt elforbrug fra elkedler, varmepumper og elbiler. Den forventede stigning i elforbruget i analyseforudsætningerne er derfor indtil videre udeblevet.

I Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2020 (AF2020) forventes elforbruget at stige med 20 pct. fra 2020 til 2024 og med 60 pct. frem til 2030.

Stigningen skyldes en forventning om øget elektrificering, der politisk er et af de primære virkemidler for at opfylde målsætningen om at reducere udledningen af CO₂ med 70 pct. i 2030. Der er i høj grad tale om at flytte energiforbrug fra fossile brændsler til elektricitet produceret ved vedvarende energi og derfor om nye teknologier og sektorkoblinger, der skal modnes og udbredes. Derfor er hastigheden for elektrificering meget usikker.

- Udfasning af naturgas som opvarmingskilde i husholdninger og erhverv vil føre til øget elforbrug fra individuelle og kollektive varmepumper samt store elkedler.
- Politisk målsætning om 850.000 eldrevne biler i 2030 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

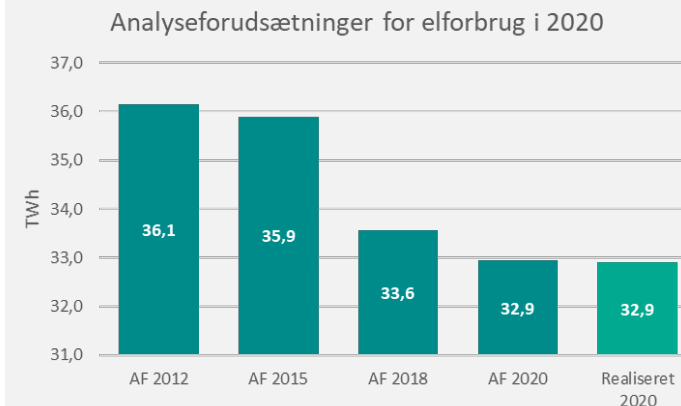
- Flere Tech-giganter har allerede valgt at placere store datacentre i Danmark, blandt andet fordi Danmark har en meget høj forsyningssikkerhed, og fordi en stor andel af elproduktionen er VE-baseret. De første år i forbrugsfremskrivningen er i høj grad baseret på kendte projekter i pipeline, men også forbundet med stor usikkerhed, da udviklingen de seneste år har vist, at datacenterejerne 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 5 pct. pr. år, jævnfør Energistyrelsens Analyseforudsætninger. Lavtarifscenariet indtræffer, hvis elektrificeringen går hurtigere end forventet, mens højtarifscenariet indtræffer, hvis elektrificeringen ikke tager fart, eller hvis det nye forbrug fritages for tariffbetaling.

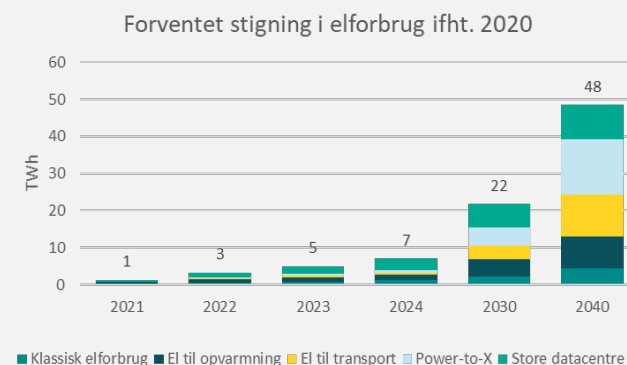
Der er regnet med scenarier, hvor forbruget stiger/falder med 5 pct. forhold til basisscenariet og et scenarie, hvor forbruget er uændret i forhold til 2020. (En stigning i elforbruget på 5 pct. i 2022 vil alt andet lige reducere tariffen med 1,0 øre/kWh.)

TWh	2022	2023	2024
Uændret forbrug	32,9	32,9	32,9
AF2020 - 5 %	33,0	34,4	36,5
Reference	34,7	36,5	38,4
AF2020 + 5 %	36,5	38,3	40,3

Udfaldsrum – tarifgrundlag forbrug



Figur 5: Forventet forbrug (AF2020)



Figur 6: Forventet stigning i elforbrug (AF2020)

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

ELSYSTEMETS KOMPLEKSITET OG MARKEDSINTEGRATION DRIVER OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER

Omkostningerne til systemydelser er steget over de seneste år og behovet for systemydelser kan stige 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.

Omkostningerne til systemydelser er steget over de seneste år. Opgaven med at balancere elsystemet bliver langt mere kompleks. Andelen af vedvarende elproduktion og fluktuerende energi øges, og det har øget behovet for nye og flere typer af systemydelser. Omstillingen medfører desuden, at de termiske kraftværker, hvorfra Energinet historisk og aktuelt får leveret hovedparten af de nødvendige systemydelser, gradvist udfases. Det medfører højere priser fra eksisterende leverandører. Omkostningerne forventes at stige meget fra 2020/2021, da der skal opbygges et nye markeder for manuelle (mFRR) og automatiske (aFRR) reserver i Østdanmark og er stor usikkerhed omkring kommende priser og likviditet i de nye markeder.

På sigt kan øget elektrificering og nye store forbrugs- og produktionsanlæg øge behovet for systemydelser yderligere, ligesom der kan opstå behov for nye typer systemydelser til at forbedre frekvensstabiliteten. Behovet fastsættes via europæisk regulering og aftaler med nabolandene. Systemydelsesmarkederne udvikles løbende via internationale samarbejder og skal opfylde krav i EU-regler. I Danmark sker udviklingen af de internationale markeder i særlig grad i regi af det fællesnordiske Nordic Balancing Model samarbejde.

Energinet har de seneste år igangsat en række initiativer, der skal reducere og stabilisere stigningerne i omkostningerne til systemydelser. Energinet arbejder for at skabe nordiske (og senere europæiske) systemydelsesmarkeder, der forventeligt markant kan imødegå de forventede omkostningsstigninger via bedre konkurrence – senest overgik indkøb af FCR i Vestdanmark fra 2021 til et stort fælles nordeuropæisk marked. Desuden arbejder Energinet på at sikre, at flest mulige nye nationale aktører og teknologier får adgang til markedet –

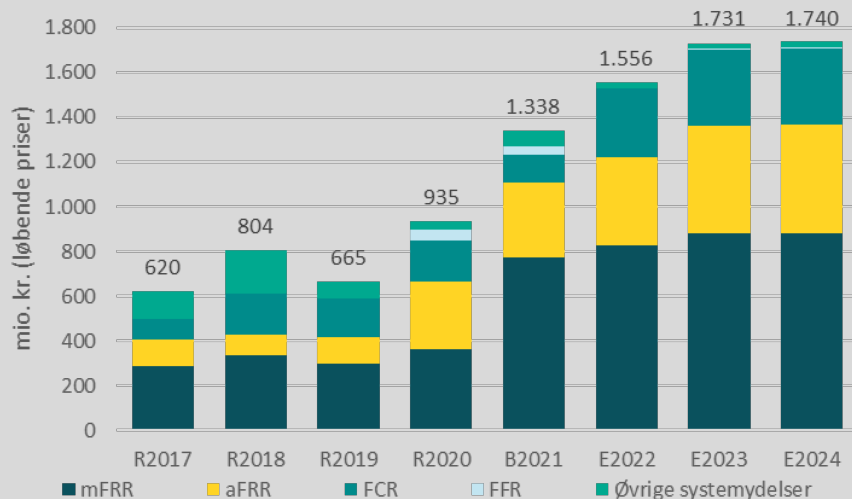
eksempelvis sol, vind og fleksible forbrugere, blandt andet via innovationsforløb og pilotprojekter, der sikrer hurtigere markedsadgang.

I fremskrivnings-basisscenario er der forudsat en positiv effekt fra disse initiativer, men effekten og timingen af initiativerne er for nuværende usikker, og det kan ændre omkostningsbilledet. Der er også forudsat indkøb af nye systemydelser til at forbedre systemstabilitet og frekvens i det nordiske systemområde. I figuren ses basisscenarioet, og herudover regnes på scenarier med høj og lav konkurrence på systemydelsesmarkederne.

Højtarifscenariet indeholder et større indkøb, som forsøges imødegået via en mere dynamisk og risikobaseret tilgang til fastsættelse af den indkøbte mængde. 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 naboer, og hvor nye teknologier og forbrugsfleksibilitet aktiveres.

Mio. kr.	2022	2023	2024
Høje priser	2.600	3.200	3.200
Reference	1.556	1.731	1.740
Lave priser	900	960	970

Udfaldsrum – 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

Figur 7: Omkostninger til systemydelser

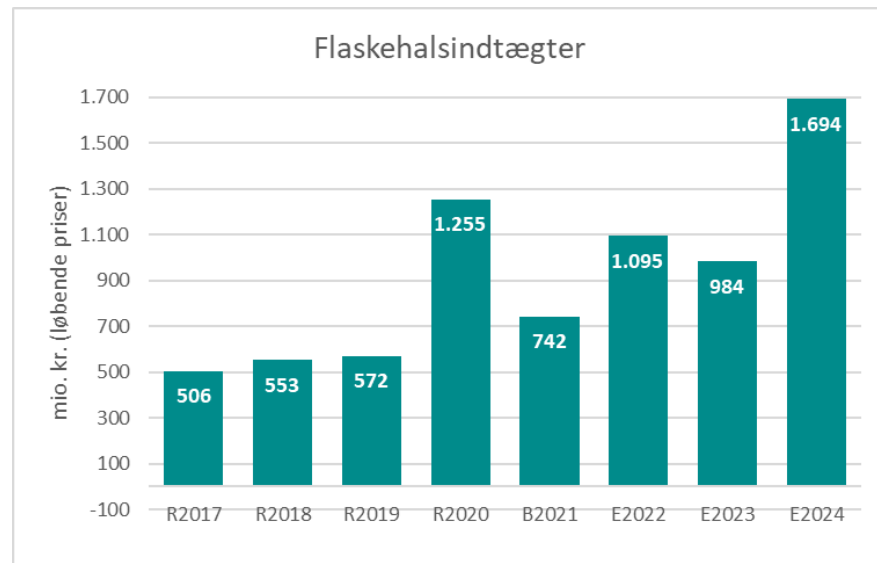
FLASKEHALSINDTÆGTER BETALER EL-FORBINDELSER MOD UDLANDET – OG LIDT TIL

Flaskehalsindtægter er meget volatile og kan give anledning til udsving i tariffen. Men set over tid har de mere end finansieret omkostningerne til udvekslingsforbindelserne. I perioden fra 2012 til 2020 har tilbageførsel af tidligere opsparede handelsgevinster på over 2 mia. kr. bidraget til at holde tariffen nede.

Handelsgevinster opstår som følge af begrænsninger i overføringskapaciteten (flaskehalse) mellem forskellige prisområder i elmarkedet. I praksis køber den nordiske og europæiske elbørs strøm i lavprisområdet og sælger strøm i højprisområdet. Gevinsterne fordeles via elbørserne til ejerne af de elforbindelser, som kobler prisområder sammen, dvs. TSO-selskaberne. Historisk har indtægterne varieret i intervallet 400-1.250 mio. kr./år.

I tariffremskrivningen er prognosen for flaskehalsindtægter på udlandsforbindelserne baseret på AF2020's forudsætninger til kapaciteten på udvekslingsforbindelserne samt forwardpriserne på elbørserne i juli 2021. Udvekslingerne på forbindelserne er estimeret med udgangspunkt i historiske flows og sammenholdt med kørsler i Elsystemansvars modelværktøjer.

Flaskehalsindtægter er meget volatile. Prognosen er derfor præget af en meget høj grad af usikkerhed, da det blandt andet er baseret på forventninger til fremtidige spotpriser, der fx påvirkes af vejrforhold (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.



Figur 8: Flaskehalsindtægter

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, TSO'en har til at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed for markedet (drift, vedligehold og finansiering af forbindelser, nettab mm.).
- De kan spares op til kommende netinvesteringer, der kan øge udvekslingskapaciteten.

Energinets løbende omkostninger ved at sikre, at handelskapaciteten er til rådighed på de nuværende forbindelser, er p.t. estimeret til 820 mio. kr./år i 2021-2023 stigende til 1.120 mio. kr. i 2024, når Viking Link mod England bliver sat i drift. I tariffremskrivningen er det forudsat, at flaskehalsindtægter ud over disse beløb vil blive hensat til kommende netinvesteringer. 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 tarifniveauet længere ud i fremtiden. Først hvis flaskehalsindtægterne falder under 820 mio. kr. henholdsvis 1.120 mio. kr., vil tariffen stige.

Der er arbejdet med scenarier, hvor flaskehalsindtægterne ændrer sig med +/-15 pct. og +/-30 pct. i forhold til basisscenariet. 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 vindfattige år. Tariffen er kun påvirket i scenariet, hvor flaskehalsindtægterne er 30 % lavere end i reference scenariet, som vil medføre en tarifstigning på 0,2 øre/kWh i 2022 og 2023 og 0,3 øre/kWh i 2024.

Øre/kWh	2022	2023	2024
Ref. - 30 %	800	700	1.200
Ref. - 15 %	900	800	1.400
Reference	1.095	984	1.694
Ref. + 15 %	1.300	1.100	1.900
Ref. + 30 %	1.400	1.300	2.200

Udfaldsrum – flaskehalsindtægter

NY ØKONOMISK REGULERING KAN GIVE TARIFSTIGNINGER

Folketinget vedtog i december en lov, der sætter loft over, hvor meget Energinet kan opkræve via tariffen. Den nye økonomiske regulering træder i kraft i 2023 og udmøntningen af indholdet i lovgivningen sker i løbet af 2021. Der er derfor p.t. mange usikkerheder om udformningen af den nye økonomiske regulering.

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

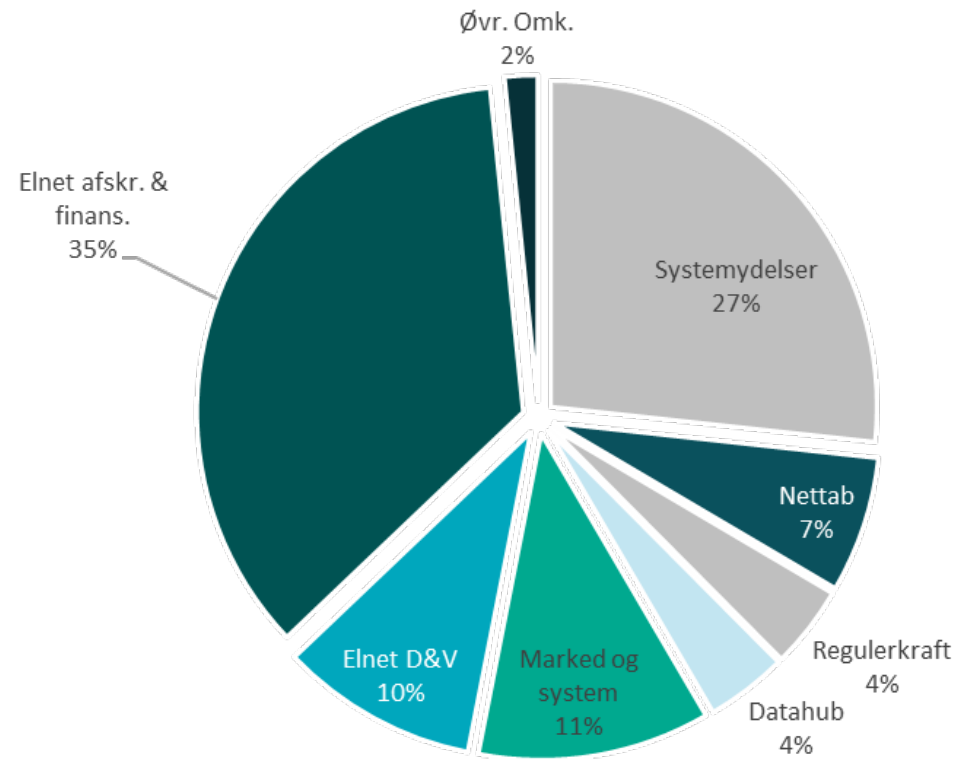
Ændringen skal give Energinet et større incitament til at drive virksomheden effektivt under hensyntagen til, at Energinet fortsat løser sine opgaver ud fra samfundsøkonomiske prioriteringer. Men reguleringen påfører også Energinet en række nye risici, der forventeligt nødvendiggør en højere konsolidering 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 for Energinet og den lave soliditetsgrad vil Energinets kreditvurdering være væsentligt forringet ift. hvile-i-sig-selv-reguleringen; og derved øges kapitalomkostningerne.

Dette kan alt andet lige føre til tariffstigninger.

Da afklaringerne og udmøntningen af lovgivningen endnu ikke er færdig, er konsekvenserne af den ny økonomiske regulering ikke indregnet i tariffremskrivningen. I stedet er der regnet med en videreførelse af de nuværende effektiviseringskrav for Energinets driftsomkostninger.



Figur 9: De farvede områder påvirkes af ny indtægtsramme regulering, mens de gråtonede områder forventes at være stort set uændrede i forhold til nuværende regulering (pass through).

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 undgå mere netudbygning end nødvendigt fx med rabat for afbrydelighed og ved at understøtte samplacering af storskala forbrug og produktion på transmissionsnettet. Samtidig styrkes prissignalet til elforbrugerne, når opkrævning af elnettariffen på sigt overgår til distributionsselskaberne.

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

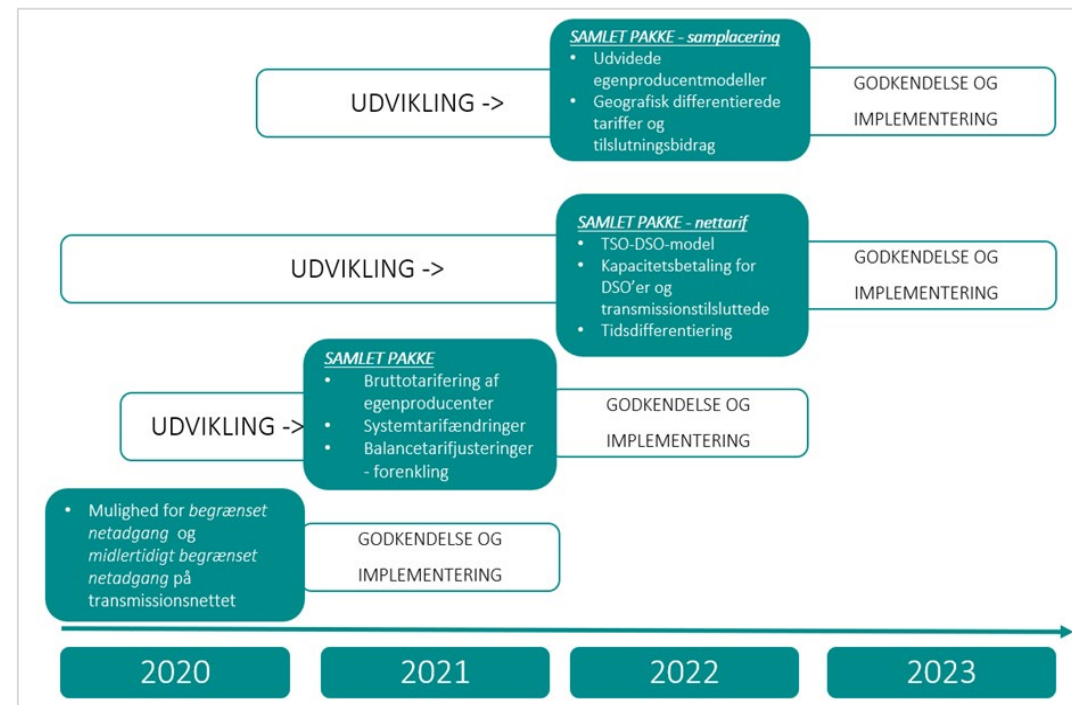
Energinets tariffer opkræves i dag som en energitarif med en fast betaling pr. kWh, som beskrevet på side 2. Men en stor del af Energinets omkostninger er faste og ikke direkte proportionale med elforbruget. Derfor analyserer Energinet muligheder for andre mere omkostningsægte måder at opkræve tarifferne, så fx netudbygninger kan undgås eller udskydes – fx:

- Tarif for afbrydelighed og kapacitetstariffer, der giver store kunder incitament til at interessere sig for deres effekt/kapacitetsbehov, og det kan potentielt påvirke udbygningsbehovet i nedadgående retning.
- Geografisk differentierede tilslutningsbidrag og indfødningsstariffer, der vil gøre det muligt at sende prissignaler i forhold til placeringen af ny produktionskapacitet, så det reducerer behovet for netudbygning.
- Tidsdifferentierede tariffer med højere tariffer på de tidspunkter, hvor nettet er mest belastet, vil give incitament til at flytte forbrug væk fra de mest belastede tidspunkter og dermed undgå eller udskyde behov for netudbygning.

Energinet arbejder sammen med Dansk Energi og de danske distributionsselskaber for at sikre sammenhængskraft og styrke den samlede tarifering mod elforbrugerne, så der samlet set kan sendes et gennemgående prissignal 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, så nogle elforbrugere får en højere tarifbetaling, mens andre får en, der er lavere. Producentensiden forventes også at få en større andel af den samlede tarifbetaling. Hensigten med ændringerne er, at de, som giver anledning til omkostningerne i højere grad, bidrager til at dække dem. Målsætningen er at gøre det billigere at bruge flere kWh og derved understøtte 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), og hvor opkrævningen af elnettariffen efter 2023 derudover vil overgå til DSO'erne for langt de fleste elforbrugere.

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



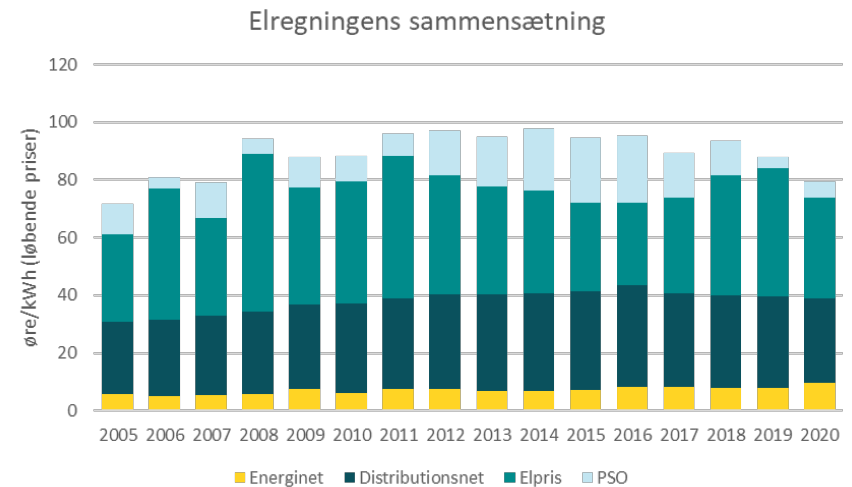
Figur 10: Roadmap for ændringerne af Energinets eltarifdesign

TARIFUDVIKLING I HISTORISK PERSPEKTIV

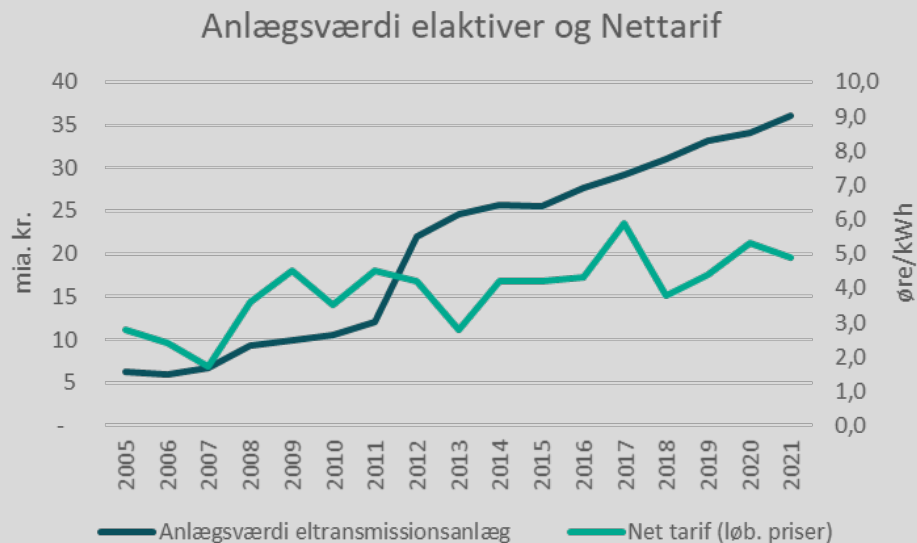
Danmark har Europas laveste elpriser for erhverv. Mens den rene elpris er faldende blandt andet som følge af øget VE, så er Energinets tariffer stigende på grund af øgede omkostninger til VE-integration i elsystemet.

Siden Energinet blev dannet i 2005 er der foretaget mange investeringer i elnettet. Blandt andet fire havvindmølleparker er 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 transmissionenettet seks-doblet. 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 udvekslings-forbindelserne. Storebælt- og Skagerrak-forbindelserne 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 indgik også i tarifferne forud for købet.

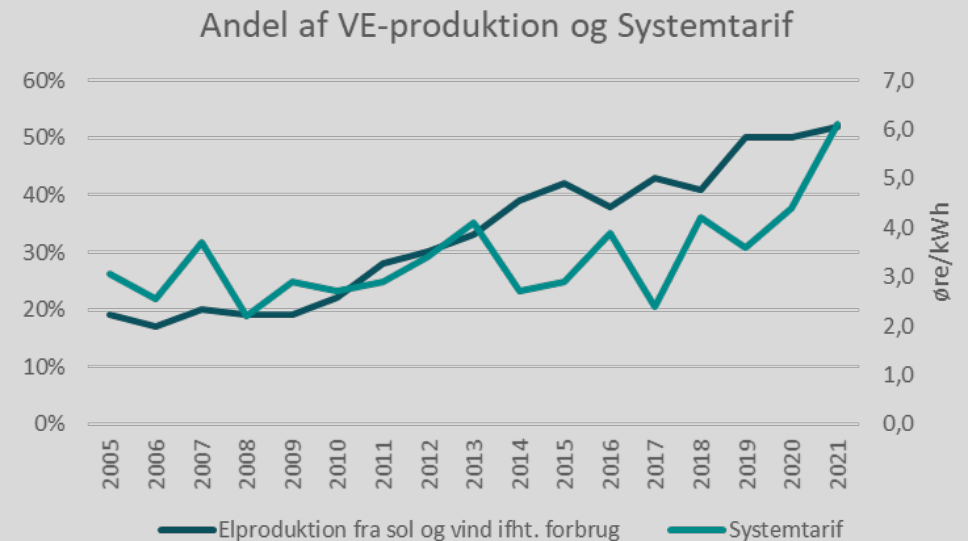
Elproduktion fra vindmøller og solceller dækkede i 2020 50 pct. af det danske elforbrug. I 2005 var andelen kun 20 pct. Når en større andel af elproduktionen kommer fra sol og vind, hvis produktion er fluktuerende, og hvor teknologityperne er nye, så stiller det nye krav til balancering og drift af elsystemet.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



Figur 11. Udvikling i elregningen (eksklusive elafgift og moms) 2005-2020



Figur 12. Udvikling i nettarif og værdi af Energinet Energinets el-anlægsaktiver 2005-21

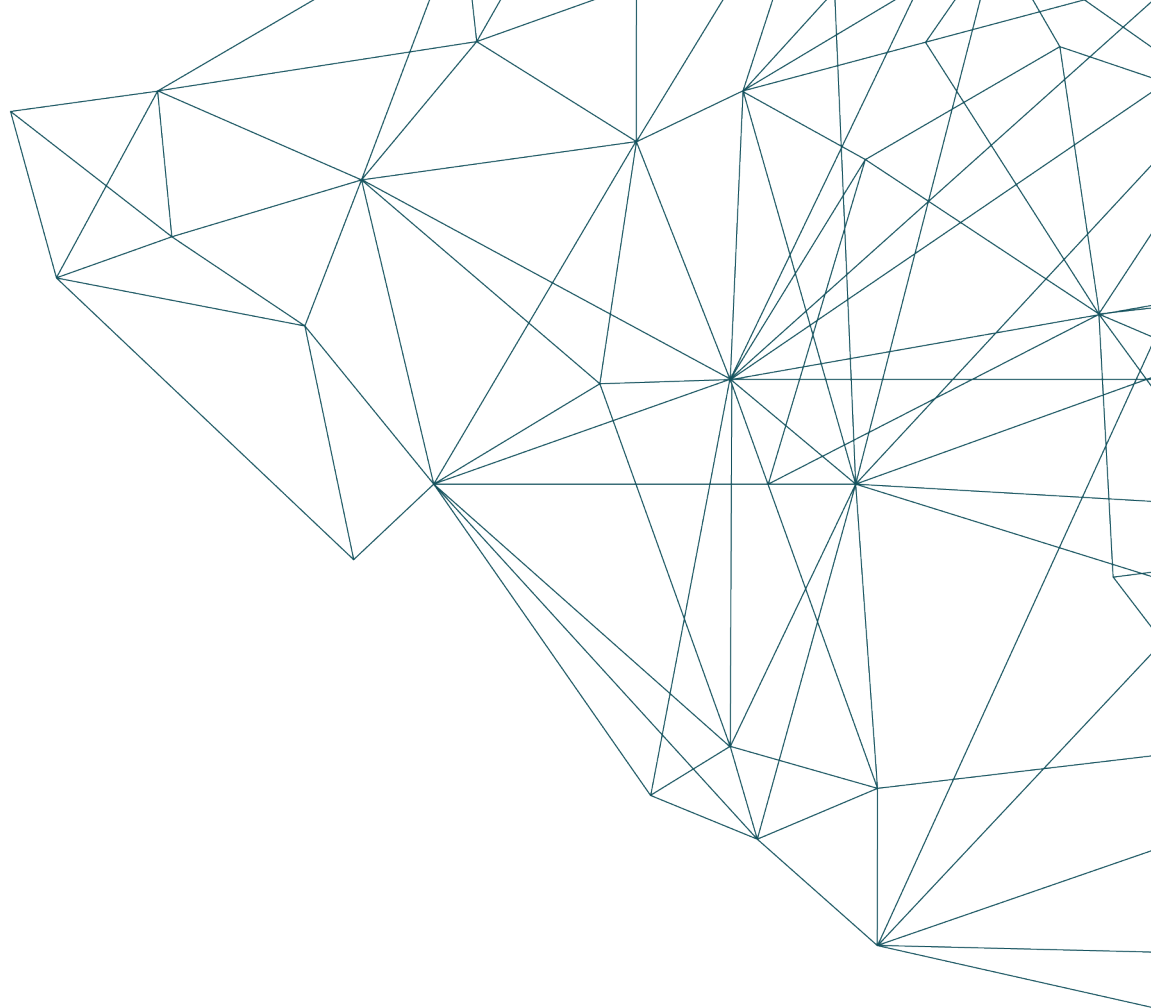


Figur 13. Udvikling i systemtarif og elproduktion fra sol og vind ifht. elforbrug 2005-21

ENERGINET

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.