



**ENERGINET**  
Myndighedsenheden

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44  
info@energinet.dk  
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:  
4. december 2023

Forfatter:  
JSS/JSS

## NOTAT

# ANMELDELSE - TARIFMETODE FOR NETTARIFFER FOR TSO-TILSLUTTET FORBRUG (REVIDERET DECEMBER 2023)

Energinets Koncernmoderselskab (SOV), herefter Energinet, anmelder hermed ændringer til Energinets metode: "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer 1. januar 2005" for vilkår og betingelser for anvendelse af det kollektive transmissionsnet – nettariffer for TSO-tilsluttet forbrug

Metoden finder anvendelse over for systembrugere, der forsynes fra det kollektive transmissionsnet.

Energinet indstiller metoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter § 73 a i elforsyningsloven.

Metoden opfylder elforsyningslovens krav, der fastslår, at Energinet skal anvende metoder og vilkår, der er objektive, rimelige, ikkediskriminerende og offentlig tilgængelige. Derudover opfylder metoden kriterierne for omkostningsægthed i både elforsyningsloven og elmarkedsforordningen samt kriteriet om hensyn til behovet for net sikkerhed og fleksibilitet i artikel 18 i elmarkedsforordningen.

Energinet har inddraget de danske aktører i forbindelse med et aktørmøde den 6. februar 2023. Metoden var i høring i perioden den 4. maj 2023 til 14. juni 2023.

Metoden skal træde i kraft den 1. januar 2025 under forudsætning af Forsyningstilsynets forudgående godkendelse.

## Indhold

1. Indledning og læsevejledning .....	3
2. Baggrund for metodeanmeldelsen .....	4
3. Indhold i metoden .....	5
3.1 Anvendelsesområde og definitioner .....	5
3.2 Omkostninger og indtægter i netpuljen .....	6
3.3 Fordelingsnøgler for omkostninger .....	8
3.4 Effektabonnement .....	11
3.5 Nettarif .....	13
4. Retsgrundlag .....	16
4.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen .....	16
4.2 Elforsyningsloven .....	17
4.3 Metodeanmeldelse .....	19
4.4 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe .....	20
5. Vurdering .....	21
5.1 Rimelige og omkostningsægte kriterier .....	21
5.2 Objektive kriterier .....	22
5.3 Ikkediskriminerende kriterier .....	22
5.4 Gennemsigtige kriterier .....	23
5.5 Langsigtet effektivitet i energisystemet .....	23
5.6 Samlet vurdering/afvejning af kriterierne i forhold til hinanden .....	24
6. Høringsproces .....	24
7. Ikrafttrædelse .....	25
Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform .....	26

## 1. Indledning og læsevejledning

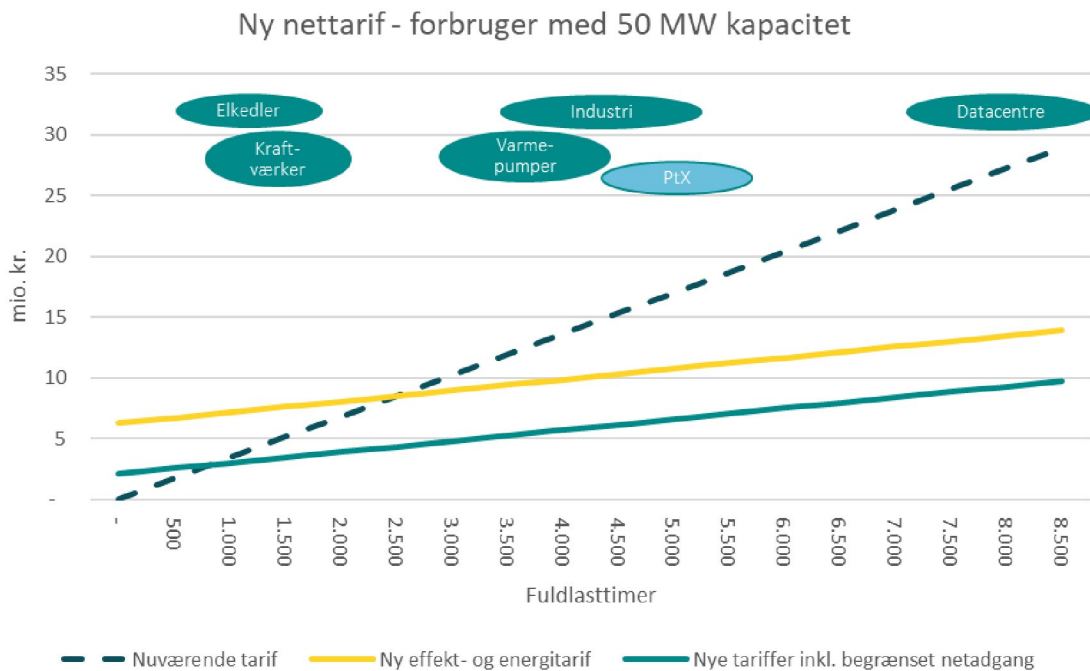
Energinets Koncernmoderselskab (SOV), herefter Energinet, anmelder hermed ændrede vilkår og betingelser til Energinets metode: "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tariffpuljer 1. januar 2005"<sup>1</sup> for vilkår og betingelser for anvendelse af det kollektive transmissionsnet for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem (herefter kaldet metoden).

Systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, det vil sige elforbrugere inklusive egenproducenter og direkte linjer, som er tilsluttet transmissionsnettet (herefter kaldet systembrugere), betaler i dag en reduceret nettarif, som dækker en ligelig andel af Energinets omkostninger til transmissionsnettet. Reduktionen skyldes, at systembrugerne ikke skal dække Energinets omkostninger til transformering fra transmissions- til distributionsniveau og reduktionen er beskrevet i Energinets metode om "Nettarif ved forbrugstilslutning på 132/150 kV", som blev godkendt af Forsyningstilsynet den 23. februar 2015.<sup>2</sup>

Nettarif for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, opkræves i dag som en energibetaling (øre/kWh).

Energinet ønsker at indføre en ny mere omkostningsægte opkrævningsmodel for nettarriffen, hvor omkostninger til drift, vedligehold og udbygning af infrastrukturen opkræves via en fast effektbetaling (kr./MW/år), kaldet Energinet-effektabonnement, og hvor det alene er omkostningerne til nettab, der opkræves via en variabel energitarif (øre/kWh), kaldet Energinet-nettarif, som fremadrettet vil variere med elspotprisen på timebasis.

Princippet i modellen er illustreret i nedenstående Figur 1, der dog ikke illustrerer spotprisvariationen.



Figur 1 Nuværende og ny opkrævningsmodel for nettarif.

<sup>1</sup> Journalnr.: 3/1307-0300-0074 [Systemansvarets tariffer i 2005 \(forsyningstilsynet.dk\)](https://forsyningstilsynet.dk)

<sup>2</sup> Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende nettarif ved forbrugstilslutning på 132/150 KV af den 23. februar 2015.

Med ændringen er det Energinets vurdering, at nettarifferne i højere grad afspejler den underliggende omkostningsstruktur, idet omkostningerne til infrastruktur i høj grad afhænger af behovet for kapacitet i elnettet, mens det alene er omkostningerne til nettab, der afhænger af forbruget. Systembrugere, med relativt få fuldlasttimer/år, vil opleve, at betalingen stiger i forhold til i dag, mens systembrugere med mange fuldlasttimer betaler mindre. Hvis en systembruger indgår aftale om begrænset netadgang for forbrug med Energinet, så vil effektabonnementet blive reduceret til 1/3 af det almindelige effektabonnement, og det kan afbøde prisstigningen for brugere med få fuldlasttimer. I bilag 1 er der vist konsekvensberegninger på Energinets tarifreform for udvalgte forbrugere.

Metoden finder ikke anvendelse for systembrugere, der forsyner et transmissions- eller et distributionssystem eller systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem.

Energinet indstiller metoden til Forsyningstilsynets godkendelse efter § 73 a i elforsyningsloven, jf. § 76 i samme.

I de følgende afsnit beskrives og begrundes ændringen i detaljer:

- I kapitel 2 beskrives baggrunden for metodeanmeldelsen.
- I kapitel 3 gennemgås indholdet i metoden.
- I kapitel 4 gennemgås Energinets retsgrundlag for opkrævning af tariffer og fastlæggelse af tarifmetoder.
- I kapitel 5 er der en vurdering af metoden efter bestemmelserne i reguleringen.
- I kapitel 0 redegøres der for høringsprocessen og inddragelse af aktører i forbindelse med udarbejdelsen af metoden.

## 2. Baggrund for metodeanmeldelsen

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed, som er ejet af Klima-, Energi-, og Forsyningsministeriet og er blandt andet transmissionsoperatør og den systemansvarlige virksomhed i Danmark for elsystemet.

Energinet får dækket størstedelen af sine omkostninger til opgaverne som systemansvarlig transmissionsvirksomhed på elområdet gennem opkrævning af tariffer hos de danske elforbrugere og -producenter.

Energitilsynet har tidligere truffet afgørelse om at meddele Elkraft System og Eltra, at Energitilsynet kan godkende metoderne for prisfastsættelsen i overensstemmelse med de principper, der fremgår af virksomhedernes notat "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer 1. januar 2005". Godkendelsen er sket med visse nærmere beskrevne forbehold. 3/1307-0300-0074.<sup>3</sup>

Energinet har siden sin etablering opkrævet disse tariffer som en energibetaling (øre/kWh) med samme tarif på alle forbrugte kilowatt-timer, men har vurderet, at der er et behov for, at tarifmodellen også fungerer hensigtsmæssigt under de mange ændringer, der sker i elsystemet i forbindelse med den grønne omstilling.

<sup>3</sup> Afgørelsen findes på Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-systemansvarets-tarifer-i-2005> og på Energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/modernisering-af-tarifdesign/>.

Når Energinet opkræver tariffen som ren energibetaling, øger det prisen på at bruge en ekstra kWh, og det påvirker rentabiliteten i nye investeringsbeslutninger; specielt for store energiforbrugere. Energinets tariffer kan dermed forvride beslutninger om at substituere energiforbrug baseret på fossil energi med forbrug, som er baseret på vedvarende energi, vel at mærke uden reel baggrund i de bagvedliggende omkostningsforhold. Dette medfører et behov for at revurdere Energinets samlede tarifdesign og sikre, at det både er omkostningsægte og ikke i sig selv modvirker den grønne omstilling.

Formålet med at indføre et effektabonnement er at sikre en bedre udnyttelse af transmissionsnettet og dermed reduceret behovet for udbygning på længere sigt, idet tariffen giver incitament til at sprede elforbruget ud over døgnet og undgå et meget højt forbrug i få timer. En spotprisafhængig energitarif afspejler bedre Energinets omkostninger til indkøb af nettab end den nuværende enhedsenergitarif, idet nettabet indkøbes i spot- og balancemarkederne på timebasis.

Energitariffen forventes herudover på omkostningsægte vis at kunne forstærke prissignalet fra spotprisen og dermed medvirke til at fremme fleksibelt elforbrug.

Metodeforslaget ændrer ikke på, hvilke af Energinets omkostninger systembrugere skal være med til at dække, og den ændrer heller ikke på, hvor stor en andel af de omkostninger de skal betale.

De nødvendige omkostninger, der indgår i netpuljen, er der redegjort for i Forsyningstilsynets (Energitilsynets) godkendelse af metoden for Energinets prisfastsættelse af den 25. oktober 2004 med tilhørende notat af den 13. oktober 2004 fra Eltra og Elkraft System til Energitilsynet om "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer pr. 1. januar 2005" samt i Energinets metode om "Nettarif ved forbrugstilslutning på 132/150 kV".

Af disse afgørelser fremgår det, at omkostningerne i net- og systempuljerne dækkes af systemets brugere i det omfang, de modtager ydelserne, det vil sige i forhold til deres aftag fra nettet.

Metoden ændrer alene på, hvorledes systembrugernes andel af Energinets omkostninger skal opkræves hos denne kundegruppe, det vil sige fremadrettet gennem både et effektabonnement og en energitarif.

### 3. Indhold i metoden

#### 3.1 Anvendelsesområde og definitioner

Metoden finder anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, det vil sige elforbrugere, der er tilsluttet direkte på transmissionsnettet inklusive egenproducenter og direkte linjer for så vidt angår deres træk fra nettet.

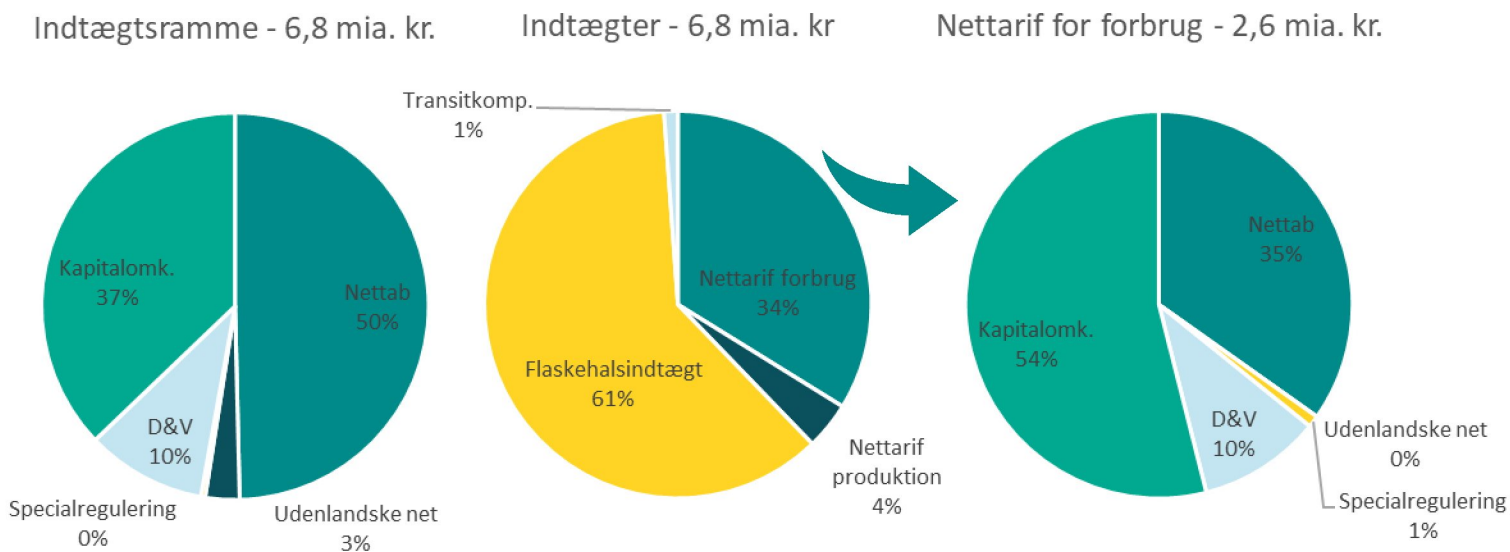
Metoden finder ikke anvendelse for systembrugere, der forsyner et transmissionssystem eller et distributionssystem, det vil sige elproducenter for så vidt angår deres indføddning til nettet, og den finder heller ikke anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem, det vil sige elforbrugere, der er tilsluttet i distributionsnettet.

Elproducenters betaling for brug af transmissionsnettet er fastlagt i Energinets metode for producentbetaling<sup>4</sup>, mens der med denne metodeanmeldelse ikke ændres i den nettarif, som el-kunder tilsluttet i distributionsnettet betaler. På sigt ønsker Energinet og elnetselskaberne at ændre tarifmodellen for elkunder i distributionsnettet, så Energinet afregner direkte med de netselskaber, som er tilsluttet transmissionsnettet, og disse selskaber selv sender regningen videre til kunderne i deres net (TSO-DSO-modellen). Implementeringen af denne model forudsætter sandsynligvis ændringer i lovgrundlaget for netselskabernes indtægtsrammer, og engrosmodellen og metodeudviklingen afventer denne afklaring.

### 3.2 Omkostninger og indtægter i netpuljen

Som det fremgår af Energinets godkendte metode fra 2005 beskrevet i notatet "Opdeling af den systemansvarlige virksomheds tarifpuljer 1. januar 2005", så indeholder netpuljen Energinets omkostninger relateret til udbygning og drift af transmissionsnettet. Det vil sige primært drift og vedligehold, afskrivninger og forrentning af elnettet samt nettab. Omkostningerne dækkes delvist af flaskehalsindtægter, transitkompensation og indfødningsstarif for produktion, mens den resterende del dækkes af nettariffer for forbrug.

Figur 2 illustrerer omkostninger i netpuljen i budget 2023 til venstre og de relaterede indtægter midtfor. Til højre vises nettoomkostningerne, der skal dækkes af nettariffer for forbrug, når der er taget højde for de øvrige indtægtskilder.



Figur 2 Omkostninger og indtægter i netpuljen (Budget 2023).

Nettariffen er hidtil afregnet som en energitarif (øre/kWh), men fremadrettet er selve energi-forbruget ikke et omkostningsægte mål for den nytte, som slutforbrugerne rent faktisk har af transmissionsnettet og for de omkostninger, som de giver anledning til. Udviklingen af en mere omkostningsægte nettarif forudsætter et overblik over, hvad der driver omkostningerne:

- **Afskrivninger og forrentning** af den etablerede elinfrastruktur er en fast omkostning på kort og mellemlangt sigt. Elinfrastrukturen er dimensioneret i forhold til kapacitetsbehov (maksimaleffekt) snarere end transporteret mængde el (energi). Omkostningerne bør derfor opkræves som et fast element i forhold til kapacitet, det vil sige mest oplagt i form af en årlig pris pr. MW. Denne omkostningspulje inkluderer også eventuelle

<sup>444</sup> Godkendelse af Energinets metode for producentbetaling – 21. december 2022. <https://afg.forsyningstilsynet.dk/h/42c520c9-70bc-4643-93f3-3f63bb755d28/9848dad65cec437e82922cbfe3a38f71?showExact=true> og Energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/modernisering-af-tarifdesign/>

erstatninger som Energinet betaler på grund af forsinkelse af ilandføring af havvindmølleparker eller modtager fra elproducenten efter §31 i lov om fremme af vedvarende energi.

- **Drift og vedligehold** er på kort og mellemlangt sigt ikke variabel i særligt høj grad, og niveauet afhænger især af størrelsen og alderen på elnettet. Omkostningerne følger dermed for en stor del anlægsmassens størrelse ligesom kapitalomkostningerne, og bør derfor opkræves på samme måde; det vil sige som en årlig pris pr. MW.
- **Nettab** er den mængde energi, der går tabt i forbindelse med transporten af energien. Omkostningen er variabel – der ville ikke være nettabsomkostninger, hvis elsystemet var slukket – og omkostningerne varierer på kort sigt, og de varierer hovedsageligt med de transporterede energimængder, som elproducenter føder ind i nettet, forbrugere trækker ud, eller hvad der udveksles med andre lande. Omkostningerne bør derfor opkræves som et variabelt element, det vil sige mest oplagt en pris pr. kWh.<sup>5</sup>
- Behovet for **specialregulering** opstår, når der er fysiske flaskehalse internt i budzoner. Det er nettets topologi og placeringen af forbrug og produktion i forhold til flaskehalse i nettet, der har indflydelse på størrelsen af disse omkostninger. De er således primært relateret til kapacitetsbegrænsninger i nettet, specielt i særlige driftssituationer med store område-ubalancer og ofte i kombination med udetid på forbindelser i transmissionsnettet. Afhængigheden til kapaciteten i nettet taler for, at omkostningerne opkræves som en fast tarif. Udover markedsmæssig og ikke-markedsmæssig belastningsomfordeling i forbindelse med kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet også indeholder specialreguleringer også omkostninger til erstatninger ved nedregulering af havvindmølleparker efter § 31 og kompensation ved nedregulering af havvindmølleparker § 35 i VE-loven.
- **Omkostninger til udenlandske net** vedrører primært omkostninger til E.on Net (Øresundsforbindelsen) og Statnett (aftaler i forbindelse med Skagerrak-forbindelsen): Disse omkostninger finansieres af flaskehalsindtægter og behandles ikke yderligere her.

En andel af nævnte omkostninger ovenfor er finansieret af flaskehalsindtægter. Artikel 19 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943) fastsætter regler for, hvorledes indtægter fra udvekslingsforbindelser (flaskehalsindtægter) kan anvendes. Hovedformålet med reguleringen er, at TSO'erne skal sørge for tilstrækkelig udvekslingskapacitet mellem landene.

Anvendelsen af indtægterne sker efter en metode, der er anmeldt af ENTSO-E<sup>6</sup> og godkendt af ACER i december 2020 (Use of Congestion Income (UCI) Methodology)<sup>7</sup>. Indtægterne fra flaskehalse skal benyttes efter denne metode. Metoden definerer, at flaskehalsindtægter primært skal anvendes til at opretholde/øge udvekslingskapaciteten mellem interne og eksterne prisområder. I praksis betyder dette, at alle direkte omkostninger til udvekslingsforbindelser mellem naboerområder finansieres af flaskehalsindtægter – det vil sige drift og vedligehold, nettab, afskrivninger og forrentning af forbindelserne samt omkostninger til udenlandske net. Derudover medgår en andel af tilsvarende omkostninger til det indenlandske transmissionsnet (ca. 10 pct.) ud fra en fastlagt metodisk vurdering af, hvor stor en del af det indenlandske net der understøtter udvekslingsforbindelserne. Et eventuelt overskud mellem indtægter fra udvekslingsforbindelser og de derved forbundne omkostninger kan opspares på en separat konto til fremtidige investeringer i yderligere udvekslingskapacitet eller anvendes til tarifnedsættelse.

<sup>5</sup> De seneste år har elspotpriserne været ekstraordinært høje, og derfor udgør omkostningerne til nettab en væsentlig større andel af de samlede omkostninger i forhold til tidligere år. Fremadrettet forventes nettab at udgøre 20-40 pct. af de omkostninger, som nettariffen skal dække i figuren til højre i Figur 2.

<sup>6</sup> TSOs' proposal for the Use of Congestion Income Methodology in accordance with Article 19(4) of Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity, 3 July 2020.

<sup>7</sup> DECISION No 38/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 23 December 2020 ON THE METHODOLOGY FOR THE USE OF CONGESTION INCOME FOR THE PURPOSES REFERRED TO IN ARTICLE 19(2) OF REGULATION (EU) 2019/943 IN ACCORDANCE WITH ARTICLE 19(4) OF REGULATION (EU) 2019/943.

Det følger af artikel 4, stk. 5 i den ACER-godkendte metode, at transmissionssystemoperatørene i de respektive medlemslande skal indsende en plan til det nationale tilsyn for så vidt angår, hvilke formål flaskehalsindtægterne skal benyttes. Energinet fremsender således en plan for anvendelse af flaskehalsindtægterne til Forsyningstilsynets godkendelse.

En anden andel af nævnte omkostninger ovenfor er finansieret af transitindtægter. Artikel 49 i EU-forordning om det indre marked for elektricitet fastsætter regler for, at medlemslande, der forårsager transit af elektricitet, skal kompensere de medlemslande, der stiller eltransmissionsnet til rådighed for transit. Kompensationen vedrører omkostninger til nettab og til drift og udbygning af infrastruktur.<sup>8</sup>

Endelig finansieres en andel af nævnte omkostninger ovenfor af indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag for elproducenter efter Energinets metode for producentbetaling, der er godkendt af Forsyningstilsynet.

Tabel 1 viser hvilke omkostningselementer der dækkes delvist af flaskehalsindtægter, transitkompensation og producentbetaling.

Omkostningselement	Producentbetaling (Indfødningsstarif og tilslutningsbidrag)	Transit- kompensation	Flaskehals- indtægter	Nettarif forbrug	Effektabonnement forbrug
Nettab		X	X	X	
Afskrivning og forrentning af elnet	X	X	X		X
Drift og vedligehold af elnet	X	X	X		X
Specialregulering					X
Omk. til udenlandske net			X		(X)

Tabel 1 Indregning af andre indtægter end forbrugstariffer fordelt på omkostningselementer

Beskrivelsen i dette afsnit 3.2 er uændret i forhold til allerede godkendte metoder.

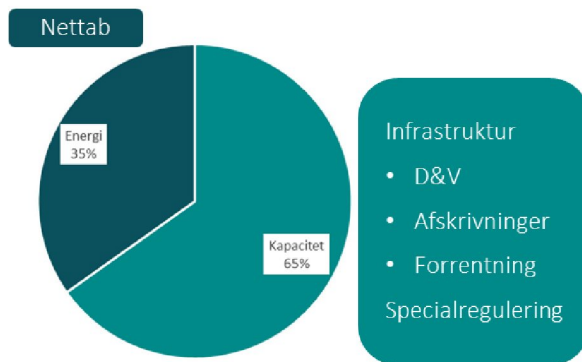
### 3.3 Fordelingsnøgler for omkostninger

Gennemgangen i afsnit 3.2 viser, at omkostninger til drift og udbygning af transmissionsnettet samt til specialregulering i høj grad afhænger af kapaciteten i elnettet, mens det alene er omkostningerne til nettab, der afhænger af, hvor meget el der bliver transporteret gennem systemet.

Derfor vil Energinet indføre en ny mere omkostningsægte opkrævningsmodel for nettarriffen for systembrugere, som forsynes fra transmissionsnettet, hvor en stor del af omkostningerne opkræves via et effektabonnement (kr./MW/år), og hvor det alene er nettabsomkostningerne, som opkræves via en fortsat energitarif (øre/kWh).

<sup>8</sup> ENTSO-E ITC Clearing and Settlement Multi-Year Agreement – 9 February 2011.



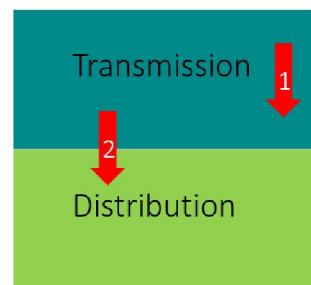


Figur 3 Fordeling af omkostninger på effektabonnement og energitarif – fordeling er baseret på budget 2023.

Energinet har to grupper af forbrugere, som betaler nettariffer:

- Systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem.
- Systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem.

Energinet anvender vandfaldsmodellen til at afgøre, hvilke omkostninger de enkelte kundegrupper skal medvirke til at dække. Vandfaldsmodellen indebærer, at elkunden skal dække en andel af omkostningerne til det spændingsniveau, som kunden er tilsluttet samt en andel af omkostninger til overliggende net. Konkret betyder dette, at distributions- og transmissionstilsluttede kunder deler Energinets omkostninger til transmissionsnettet (pkt. 1 i illustration til højre), mens distributionstilsluttede kunder herudover dækker Energinets omkostninger til transformering fra transmission til distribution (nettab i og omkostninger til transformere i snitfladen mellem transmission og distribution) (pkt. 2 i illustration til højre). Elkunder, der er tilsluttet transmissionsnettet, betaler ikke for transformering af el mellem transmissions- og distributionsnettet, da disse kunder har deres egne transformere og ikke benytter eller har gavn af Energinets transformere i snitfladen. Dette er uændret i forhold til den nugældende tarifmetode.<sup>9</sup>



Omkostningerne, der er indeholdt i tariffene, fordeles på kundegrupperne i forhold til kundegruppens andel af det samlede forbrugstræk fra nettet. Dette er også uændret i forhold til den nugældende tarifmetode.<sup>10</sup> For så vidt angår effektabonnementet, så indgår forbruget fra systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem og som har indgået aftale om begrænset netadgang i første omgang *ikke* i opgørelsen af forbruget fra systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet. Tilsvarende indgår forbruget fra systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og som har indgået aftale om begrænset netadgang til transmissionsnettet i første omgang *ikke* i opgørelsen af forbruget fra systembrugere, der forsynes fra distributionsnettet. *I stedet* medgår den indtægt, som Energinet får fra kunder med begrænset netadgang, til at reducere det samlede tarifprovenu i den del af netpuljen, som vedrører infrastrukturomkostninger, inden det budgetterede tarifprovenu fordeles imellem transmissions- og distributionsniveau vha. fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen, jf. afsnit **Fejl! Henvissningskilde ikke fundet.** Denne tilgang vil automatisk sikre, at der anvendes *præcis samme* fordelingsnøgle for omkostningselementer i netpuljen og modregningen af ekstra indtægter fra

<sup>9</sup> Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende nettarif ved forbrugstilslutning på 132/150 KV af den 23. februar 2015.

<sup>10</sup> Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende Systemansvarets tariffer i 2005 af den 25. oktober 2004.

forbrug med begrænset netadgang, uanset om systembrugerne med begrænset netadgang har få eller mange fuldlasttimer.<sup>11</sup>

Omkostningsfordelingen er illustreret i Figur 4 med et beregningseksempel. Eksemplet tager udgangspunkt i Energinets nettarif for 2023, men korrigeret for de ekstraordinære flaskehalsindtægter, der blev indregnet i 2023 for at reducere tariffene som et led i Folketingets aftale om vinterhjælp med det formål at afbøde de stigende energiregninger afledt af krigen i Ukraine. Tariffer og omkostninger er særligt følsom for udsving i elspotpriser, flaskehalsindtægter og ønsket trækningskapacitet.

Energidata	TSO-net	DSO-net	I alt		
Forbrug (GWh)		1.100	34.000	35.100	
Forbrugsandel (Pct.)		3,13%	96,87%	100%	
Estimeret aftalt kapacitetstræk (MW)		450	N.A.		

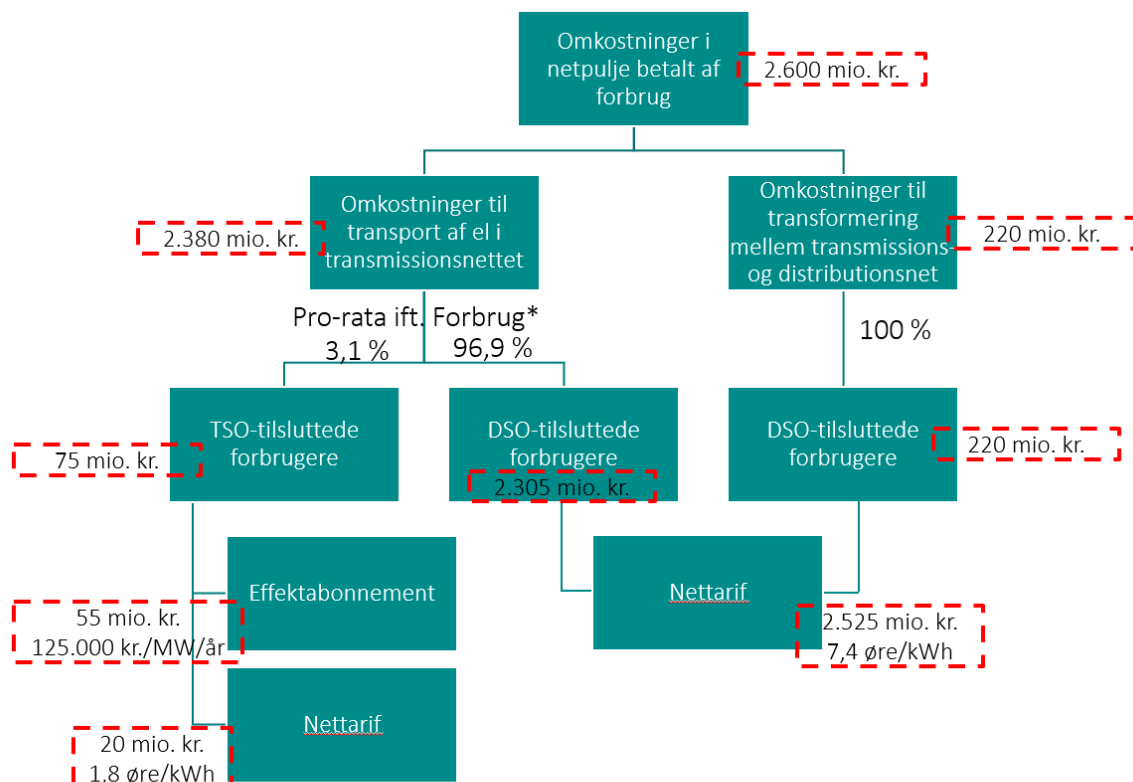
  

Omkostninger i netpulje betalt af forbrug (mio. kr.)	Omk. til transport af el i T-nettet	Omk. til transformering mellem T- & D-nettet	Omk. i alt	Indgår i nettarif	Indgår i effektabonnement
Nettab	630	70	700	100%	0%
Transmissionsnet - D&V	280	20	300	0%	100%
Transmissionsnet - Forrentning	640	60	700	0%	100%
Transmissionsnet - afskrivninger	830	70	900	0%	100%
I alt	2.380	220	2.600		

Tabel 2 Data til eksempel på beregning af tarif

Med udgangspunkt i disse data kan omkostningsfordeling og tarifberegning illustreres i nedenstående figur.

<sup>11</sup> Dette indebærer alt i alt, at forbrug med begrænset netadgang ikke indgår i fordelingsnøglen i vandfaldsmodellen, samt at tarifprovenuet fra forbrug med begrænset netadgang indregnes og fordeles forholdsmæssigt ligeligt imellem transmissions- og distributionstilsluttet forbrug med fuld netadgang via en indregning af den indtægt Energinet får fra systembrugere med begrænset netadgang. Denne tilgang sikrer, at det ønskede tarifprovenu fordeles udelukkende ift. forbruget fra forbrug med fuld netadgang, hvilket netop er den gruppe af systembrugere, som nettet er dimensioneret af hensyn til, mens tarifprovenuet fra systembrugere med begrænset netadgang, som der ikke er dimensioneret net til, genererer en ekstra indtægt, som derefter fordeles forholdsmæssigt ligeligt på samme måde som omkostningerne i netpuljen.



\* Elforbrug fra brugere, der har indgået aftale om begrænset netadgang for forbrug indgår ikke i Effektabonnement. I stedet medgår den indtægt, som Energinet får fra kunder med begrænset netadgang, til at reducere det samlede tarifprovenu (omkostninger i netpulje betalt af forbrug), inden det budgetterede tarifprovenu fordeles imellem transmissions- og distributions-niveau vha. fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen. I dette eksempel er det dog forudsat, at alle forbrugere har fuld netadgang.

Figur 4 Omkostningsfordeling på elforbrugere - eksempel på beregning af tarif.

### 3.4 Effektabonnement

Effektabonnementet er en betaling for kapacitet (kr./MW), og den fastsættes som systembrugers forholdsommæssige del af de samlede omkostninger til afskrivning, forrentning, drift og vedligehold mv., jf. afsnit 3.2 om omkostninger i netpuljen, fratrukket den andel, der er finansieret af transitkompensation, flaskehalsindtægter og producentbetaling. Den forholdsommæssige del af omkostningerne bestemmes som systembrugers aftalte trækingsret i henhold til nettilslutningsaftalen divideret med summen af alle systembrugers aftalte trækingsret fra transmissionsnettet.

Energinet har undersøgt tre modeller med forskellige måder at fastsætte tariferingsgrundlaget:

1. Et muligt træk (fx tilslutningskapaciteten),
2. et aftalt MW-træk (med fastlagt mulighed for revision) eller
3. et målt træk fx målt peak effekt årligt/månedligt.

For transmissionstilsluttede systembrugere foreslås det aftalte træk (pkt. 2 ovenfor), som fremgår af nettilslutningsaftalen mellem systembrugeren og Energinet, anvendt som tariferingsgrundlag. Det aftalte træk fastlægges pr. nettilslutningspunkt – det vil sige pr. systembruger pr. station pr. spændingsniveau.

Dette indebærer, at systembrugere med tredjepartsadgang via en primær systembrugers nettilslutning, opkræves særskilt effektabonnement. En systembruger kan altså ikke pulje trækingsret med andre systembrugere i samme nettilslutning bag et fælles nettilslutningspunkt.

Dette gælder uanset størrelsen af forbrugsanlæg med tredjepartsadgang<sup>12</sup>. Tariferingsgrundlaget fastsættes med udgangspunkt i den aftalte trækingsret i nettilslutningsaftalen, uafhængigt af om der kan være eventuelle begrænsninger i den primære systembrugers nettilslutning – f.eks. hvis den primære systembruger på nogle tidspunkter selv anvender den fulde kapacitet på sin nettilslutningsforbindelse.

En anlægsejerrepræsentant for en direkte linje anses her som en systembruger, da direkte linjer i elforsyningsloven anses som en enhed, repræsenteret af en anlægsejerrepræsentant.<sup>13</sup>

Hvis en systembruger har flere tilslutninger med individuelle nettilslutningsaftaler i samme nettilslutningspunkt – dvs. i samme station og på samme spændingsniveau – vil Energinet som udgangspunkt behandle hver nettilslutningsaftale som en separat nettilslutning med individuelt aftalt trækingsret – og dermed med separat tarifiering pr. tilslutning. Hvis systembrugeren ønsker det, kan der dog laves en aftale om afregning af en samlet samtidig trækingsret for flere individuelle tilslutninger i samme nettilslutningspunkt – og dermed med tarifiering af en samlet trækingsret uafhængig af, hvordan træknet driftsmæssigt fordeles imellem de enkelte tilslutninger.

Ved at anvende det aftalte træk giver det incitament til (kun) at bestille den kapacitet, som systembrugeren forventer at få brug for og sikrer således et godt grundlag for Energinets planlægning af den fremtidige netstruktur. Denne model giver et bedre netplanlægningsgrundlag for Energinet i forhold til afregning efter målt peak (pkt. 3 ovenfor). Udfordringen ved afregning efter målt peak kan være, at systembrugeren bestiller (og dermed lægger beslag på) mere kapacitet, end de ender med at bruge, fordi betalingen ikke afspejler bestillingen, men det faktiske træk.

Systembrugere, der allerede har indgået en nettilslutningsaftale med Energinet, får mulighed for at genforhandle aftalen, inden effektabonnementet indføres, hvis de skønner, at deres behov for trækingskapacitet har ændret sig i nedadgående retning, siden nettilslutningsaftalen blev indgået, og/eller hvis de ønsker at få lavet en aftale om en samlet samtidig trækingsret for flere individuelle tilslutninger i samme nettilslutningspunkt.

Forsyningstilsynet har den 6. september 2023 godkendt vilkår og betingelser for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet til Forsyningstilsynet. Metoden for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet indebærer, at en systembruger, der forsynes fra transmissionsnettet, kan blive tilsluttet det kollektive transmissionsnet med et vilkår om afbrydelighed, og hvor afbrydeligheden modsvares af en lavere nettarif for så vidt angår de dele af nettarriffen, der svarer til omkostninger, der følger Energinet Eltransmissions anlægsmasse (det vil sige forrentning og afskrivning samt drift og vedligehold).

Systembrugere med afbrydelighed bidrager forholdsmæssigt til disse omkostninger med 1/3 af, hvad systembrugere med fuld netadgang bidrager med. Der er derimod ingen reduktion af tariffen for så vidt angår omkostninger til nettab, da de direkte følger energiforbruget. Tarifreduktionen vedrører de omkostninger, der med denne metode fremadrettet vil blive opkrævet i

<sup>12</sup> Dette omfatter også små forbrugsinstallationer såsom sendemaster til mobiltelefoni eller lignende, uden en særskilt nettilslutningsaftale. Det sikrer, at sådanne små installationer også kommer til at betale for den kapacitet, som de lægger beslag på i transmissionsnettet, samtidig med at de tariferes direkte for det, i stedet for at der skal ske en afregning via den systembruger, som har den fysiske tilslutning til det kollektive net.

<sup>13</sup> § 5 i bekendtgørelse nr. 437 af 27. april 2023 om tilladelseskriterier, vilkår og ansøgningsproces for etablering af direkte linjer på land- og søterritoriet

effektabonnementet. Tarifreduktionen for begrænset netadgang vil efter dette forslag til ny metode ske i effektabonnementet fra den 1. januar 2025.

Det er ikke alle nuværende systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet, som har aftalt en trækingsret med Energinet og dermed mangler aftalegrundlaget for det kommende effektabonnement. Energinet vil tage initiativ til at indgå en aftale med disse systembrugere. Er det ikke muligt at indgå en aftale, inden denne metode træder i kraft, så vil tariferingsgrundlaget blive fastsat ud fra elkundens maksimale træk målt på timebasis (gennemsnitlig kWh/h) inden for perioden 1. oktober 2019-30. september 2024 som en approksimation for et aftalt træk. Indtil der indgås en aftale, vil dette tariferingsgrundlag blive ajourført en gang årligt i oktober på baggrund af seneste fem års data.

Efter den 1. januar 2025 vil en systembruger, der har indgået en tilslutningsaftale med Energinet og Energinet i forbindelse med nettilslutningen har afholdt omkostninger til netforstærkning, så vil systembrugeren ikke have krav på genforhandling af kapaciteten i tilslutningspunktet i nedadgående retning i en periode på fem år efter, at netforstærkningen er sat i drift. Energinet kan dog dispensere helt eller delvist herfra og reducere kapaciteten i nettilslutningsaftalen, hvis en anden systembruger ønsker at overtage kapaciteten. Dette følger af principper i *metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet* og vil blive reguleret i nettilslutningsaftalen.

Systembrugere, der ønsker højere kapacitet, end der fremgår af nuværende nettilslutningsaftale, følger Energinets almindelige proces for nettilslutning.

Hvis en systembruger overskrider den aftalte trækingsret i gældende tilslutningsaftale, forbeholder Energinet sig ret til, uden kompensation og med passende varsel, at udkoble kundens netadgang, hvis overskridelsen sker samtidig med kritisk belastning i den relevante del af transmissionsnettet. Ved overskridelser af den aftalte trækingsret kan Energinet desuden udstede bøder uanset om man udkobles eller ej – den endelige struktur herfor er ikke fastlagt. Der vil kunne være tale om en merbetaling i forhold til det almindelige effektabonnement, hvor merbetalingen afhænger af varigheden eller størrelsen af overskridelsen.

Det er dog muligt at overskride det aftalte kapacitetstræk i nettilslutningsaftalen kortvarigt i forbindelse med fx test eller indkøring af anlæg. Dette kræver en forudgående aftale med Energinet.

Sanktioner og muligheder for overskridelser vil blive reguleret i Energinets tekniske forskrifter.

Energinet opkræver effektabonnement månedligt bagud iht. bestemmelserne i elforsyningslovens § 72 d samt Energinets gældende betalingsbetingelser.

### 3.5 Nettarif

Den variable tarif fastsættes, så den dækker Energinets omkostninger til nettab og dermed afspejler de marginale variable omkostninger, der aktiveres ved transport af den marginale kWh gennem transmissionssystemet.<sup>14</sup>

Energinets omkostninger til nettab bestemmes af:

<sup>14</sup> Den variable omkostning, som aktiveres, er (stort set kun) ledetab i kabler og transformere. Da det er meget besværligt at "adskille" ledetab og tomgangstab, beregnes den variable tarif med udgangspunkt i hele nettabet.

- Omkostninger til køb af el på børserne og til balancering af nettabet.
- Korrigeret med den sum penge som Energinet (netto) forventer at modtage fra transit kompensationsordningens variable del (ITC) i henhold til Artikel 49 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943).
- Og korrigeret for den del af nettabsomkostningerne som dækkes af flaskehalsindtægter i henhold til Artikel 19 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943). Det vil i praksis sige, at nettab på udvekslingsforbindelser til naboømråder samt en mindre del af nettabet i AC-nettet dækkes af flaskehalsindtægter. Som nævnt i afsnit 3.2, så skal Energinet hvert år fremsende en plan for anvendelse af flaskehalsindtægterne til Forsyningstilsynets godkendelse.

Energitariffen består af to dele:

- Prisen på nettab i det indenlandske net ekskl. udvekslingsforbindelser til naboømråder.
- Tabskoefficient for nettab i det indenlandske net ekskl. udvekslingsforbindelser til naboømråder.

Hvis tariffen skal afspejle de marginale variable nettabsomkostninger, skal tariffen variere time for time, da elprisen og dermed værdien af det marginale nettab skifter time for time. Prisen på nettab er derfor baseret på den pris, som Energinet betaler for at købe el til dækning af nettab i transmissionsnettet og består af en spotpris for helholdsvis Øst- og Vestdanmark tillagt handelsgebyrer og et tillæg til balancering af nettabet, hvor de to sidstnævnte beregnes for hele landet. Et beregningseksempel er vist i Tabel 3.

Mark-up (Beregningseksempel)			
(1)	Nettab i transmissionsnettet	GWh	544
(2)	Opregeringsbehov	%	10%
(3)	Nedreguleringsbehov	%	-10%
(4)=(1)*(2)	Balancekraft opregulering	GWh	54
(5)=(1)*(3)	Balancekraft nedregulering	GWh	-54
(6)	Gennemsnitlig spotpris	DKK/MWh	500
(7)	Ubalancepris ved opregulering (spotpris + 35 kr/MWh)	DKK/MWh	35
(8)	Ubalancepris ved nedregulering (spotpris - 35 kr/MWh)	DKK/MWh	-35
(9)=[(6)+(7)]*(4)	Omkostning ved opregulering	1.000 kr.	29.104
(10)=[(6)+(8)]*(5)	- Indtægt ved nedregulering	1.000 kr.	-25.296
(11)=(9)+(10)	Samlet betaling for regulering	1.000 kr.	3.808
(12)=(11)/(1)	Mark-up	DKK/MWh	7

Tabel 3 Eksempel på beregning af Mark-up

Tabskoefficienten er et udtryk for nettabets størrelse i forhold til forbruget. Den beregnes som forholdet mellem nettabet i transmissionsnettet og det samlede forbrugstræk i Danmark under hensyntagen til, at en del af nettabet finansieres af transit- og flaskehalsindtægter, samt at systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet, ikke skal dække nettabet ved transformering mellem transmission og distribution. Et beregningseksempel er vist i Tabel 4.

Tabskoefficient (Beregningseksempel)			
(1)	Forbrug	GWh	36.650
(2)	Nettab i transmissionsnettet*	GWh	920
(3)	- heraf finansieret af flaskehalsindtægter (10%)	GWh	92
(4)	- heraf finansieret af transitkompensation (20%)	GWh	184
(5)	- heraf nettab i 132/150 kV transformere (estimeret)	GWh	100
(6)=(2)-(3)-(4)	Nettab i transmissionsnettet, der indgår i tabskoefficient	GWh	544
(7)=(6)/(1)	Tabskoefficient	Pct.	1,5%

\* Eksklusiv nettab på udvekslingsforbindelser, der som udgangspunkt er fuldt finansieret af flaskehalsindtægter og transitkompensation

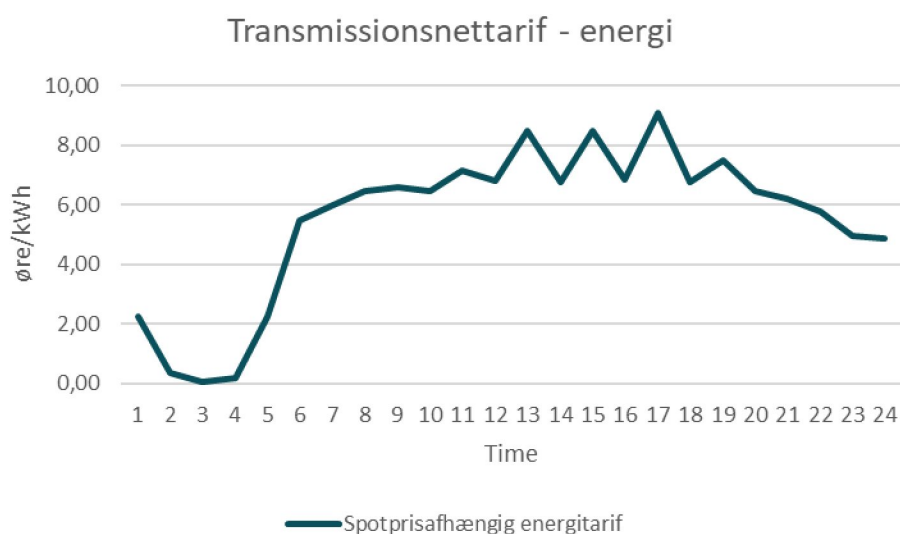
Tabel 4 Eksempel på beregning af tabskoefficient

Dette giver følgende energitarif eksemplificeret ved time t i Vestdanmark (DK1), jf. Figur 5.

$$Nettarif_{DK1,t} = (Elspotpris_{DK1,t} + Mark - up_{DK}) * Tabskoefficient_{DK}$$

Priser og flow i elmarkederne fastsættes pr. market time unit (MTU). For nuværende er MTU 60 minutter. I Europa vil børsene overgå til 15 min MTU forventeligt i starten af 2025, så spotpriserne fastsættes på kvartersbasis. Energinet kan med et varsel på minimum seks måneder ændre beregningsmetoden for nettarriffen, så tariffen fastsættes for hvert prisområde på kvartersbasis.

Energinet har dog for nuværende ingen planer om at fastsætte nettarriffen på kvartersbasis selvom MTU ændres til 15 min på børsene. Det skyldes, at al datakommunikation mellem Datahub og elleverandørerne er baseret på timetariffer og det vil være en uforholdsmæssig stor opgave, at ændre kommunikationen til at kunne håndtere kvarterstariffer. Derfor vil Energinet efter overgangen til 15 min MTU i Europa fastsætte nettarriffen på timebasis ved at tage gennemsnittet af de 4 kvarters-elspotpriser.



Figur 5 Spotprisafhængig nettarrif – eksempel på tidsprofil.

Tariffen opkræves af udtræk fra transmissionsnettet (målepunkt E17) for kunder direkte tilsluttet TSO-nettet.

Energinet har også undersøgt to andre modeller for energitariffen:

1. En flad energitarif (samme betaling pr. kWh hele året – som nuværende nettarif).
2. En (statisk) tidsdifferentieret tarif (forskellig tarif over døgnet/ugen/sæson afhængigt af systemets belastning).

Energinet vurderer, at den foreslåede spotprisafhængige tarif bedst afspejler de faktiske omkostninger, og at den desuden sender og forstærker markedets prissignal, der fremmer et fleksibelt elforbrug. I et VE-baseret energisystem bliver det vanskeligere at fastlægge en statisk tidsdifferentiering (pkt. 2 ovenfor), da vejrforhold og geografisk placering i højere grad bliver bestemmende for, hvornår systemet er højt belastet, og derfor er denne model fravalgt.

Energinet opkræver nettarif månedligt bagud iht. bestemmelserne i elforsyningslovens § 72 d samt Energinets gældende betalingsbetingelser.

Dette forslag til ny metode for nettariffen ændrer i Energinets metode: "Ens eltariffer for Energinet.dk i Øst- og Vestdanmark", som blev godkendt af Forsyningstilsynet den 20. december 2010, da der anvendes områdespotpriser for helholdsvis Øst- og Vestdanmark i nettariffen, som derfor vil variere mellem landsdelene.

## 4. Retsgrundlag

Energinets tariffer har hjemmel i offentlig regulering. Energinet kan alene opkræve tariffer, hvis Energinet har opfyldt kriterierne i den offentlige regulering, herunder at:

- Energinet har det nødvendige hjemmelgrundlag til at opkræve tariffer.
- Energinet har udsendt metodeforslag i offentlig høring for opkrævningen af tarifferne.
- Metodeforslag er anmeldt og godkendt af Forsyningstilsynet, førend Energinet kan opkræve tarifferne. Godkendte metoder skal desuden offentliggøres af Energinet med angivelse af datoen for Forsyningstilsynets godkendelse.

### 4.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen

På EU-niveau er det især elmarkedsdirektivet<sup>15</sup> og elmarkedsforordningen<sup>16</sup>, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

Det følger af elmarkedsforordningens artikel 18, at tarifferne skal være *gennemsigtige, tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet og afspejle de faktiske omkostninger, for så vidt disse svarer til en effektiv og strukturelt sammenlignelig netoperatørs omkostninger og anvendes uden forskelsbehandling*.

Det følger desuden af stk. 1, at den metode, der anvendes til at bestemme priserne, på neutral vis, skal *understøtte systemets samlede effektivitet på langt sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter*. Netafgifterne må hverken indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af

<sup>15</sup> Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2019/944/EU af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (omarbejdning). Direktivet er herefter benævnt elmarkedsdirektivet. Elmarkedsdirektivet, som trådte i kraft den 4. juli 2019, fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.

<sup>16</sup> Europa-Parlamentets og Rådets forordning 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet (herefter benævnt elmarkedsforordningen). Elmarkedsforordningen fastsætter en række krav til medlemsstaternes elmarkedsregulering.



energilagring eller aggregering og må ikke virke hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug. Disse priser må ikke være afstandsrelaterede.

Det følger af stk. 2, at tarifmetoder/priser skal afspejle transmissionssystemoperatørers faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamenter til transmissionssystemoperatører på både kort og langt sigt for at øge effekten, herunder energieffektiviteten, fremme markedsintegrationen og forsyningsikkerheden, understøtte effektive investeringer, understøtte de dermed forbundne forskningsaktiviteter og lette innovationen i forbrugeres interesse inden for områder såsom digitalisering, fleksibilitetsydelse og samkøringslinjer.

Størrelsen af producenttariffer eller slutkundetariffer, skal, hvor det er hensigtsmæssigt, udsende lokaliseringbestemte signaler på EU-plan og tage hensyn til omfanget af nettab og kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger for infrastrukturen, jf. stk. 3.

EU-reglerne fra elmarkedsdirektivet er på nationalt niveau implementeret i elforsyningslovens § 73 og fastsætter nærmere regler om, hvorledes priser fastsættes samt fordelingen af disse.

Efter EUF-Traktatens artikel 288 er en forordning almenyldig og umiddelbart gældende i hver medlemsstat og må ikke gennemføres i national ret, hvorfor elmarkedsforordningen skal anvendes i sin EU-retlige form af Energinet.

## 4.2 Elforsyningsloven

Det følger af § 73, stk. 3, i elforsyningsloven, at Energinets omkostninger påhviler de brugere, der modtager virksomhedens ydelser, og opkræves gennem Energinets tariffer, medmindre omkostningerne er finansieret på anden måde, herunder statsmidler.

Efter § 73, stk. 1, i elforsyningsloven, skal de kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71, i elforsyningsloven, ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsyningsikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde over for elkunder. Efter stk. 2 skal de kollektive elforsyningsvirksomheder offentliggøre tariffer og betingelser for brugen af elnettet.

Elforsyningslovens<sup>17</sup> bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18's bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Det følger af lovbemærkningerne<sup>18</sup> til bestemmelsen, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske, og ændringen præciserer, at der i medfør af elmarkedsforordningens artikel 18 skal tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser end, hvad der følger af elforsyningslovens bestemmelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag.

<sup>17</sup> Henvisningen til artikel 18 i § 73 i elforsyningsloven er indsat i ved lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

<sup>18</sup> Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

Af de almindelige bemærkninger fremgår blandt andet:

*Baggrunden for den foreslåede indsættelse af en henvisning til elmarkedsforordningens artikel 18 i § 73, stk. 1, 1. pkt., er, at elmarkedsforordningens artikel 18 fastsætter nærmere bestemmelser om, hvorledes prisfastsættelsen af de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelse skal ske. Ved indsættelse af en henvisning til artikel 18 i elmarkedsforordningen, gøres det således klart, at den nærmere regulering af prisfastsættelsen reguleres ved elmarkedsforordningen. [...]*

*Ved den foreslåede ændring forventes det, at de kollektive elforsyningsvirksomheders priser, herunder tariffer i høj grad vil bestå uændret. Ændringen vil betyde, at der som følge af elmarkedsforordningens artikel 18, vil skulle tages stilling til flere forhold ved fastsættelsen af nye metodeanmeldelser. Dette kan betyde, at fordelingen af prisen, herunder tariffen på de forskellige køberkategorier efter en ny metodeanmeldelse efter elmarkedsforordningens artikel 18, kan variere fra fordelingen i dag. [...]*

Som det fremgår, skal Energinets tarifiering afspejle de omkostninger, som de enkelte køberkategorier giver anledning til. Dette krav om at afspejle omkostningerne indebærer, at de brugere af nettet, som ønsker at benytte det kollektive net til at transportere elektricitet, skal svare en betaling, der afspejler de omkostninger, deres brug af nettet giver anledning til.

Det fremgår af de almindelige bemærkninger til elforsyningsloven<sup>19</sup>, at "der i den engelske version af både elmarkedsforordningen og elmarkedsdirektivet anvendes begrebet "cost-reflective". I den danske oversættelse af elmarkedsdirektivet anvendes begrebet "omkostningsægte", mens der i den danske oversættelse af elmarkedsforordningen anvendes begrebet "afspejler omkostningerne". Denne forskel skal således udelukkende ses som et udtryk for sproglig variation i de forskellige EU-retsakter, og der kan dermed ikke udledes et materielt forskelligt indhold af de to begreber. [...]"

*"Omkostningsægtehed indebærer, at der i de kollektive elforsyningsvirksomheders tarifmetoder tilstræbes en så tæt sammenhæng som muligt mellem tarifferne, herunder tilslutningsbidrag, og de omkostninger, forskellige brugere af nettet giver anledning til, og som skal dækkes gennem tarifferne."*

I lovbemærkningerne til § 73 fremgår, at der ved køberkategorier tænkes på forskellige grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget:

*"... Den foreslåede bestemmelse i stk. 1, 1. pkt., indebærer, at priserne for de kollektive elforsyningsvirksomheders ydelser skal fordeles på køberne af ydelserne til rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier, således at der ikke kan krydssubsidieres til fordel for bestemte kategorier. Ved kategorier tænkes på grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget og ikke på geografisk afgrænsede grupper, jf. stk. 1, 3. pkt. Hensigten med bestemmelsen er, at det skal være muligt at prisdifferentiere ud fra bestemte brugergrupperes forbrug, fx differentiering mellem industrielle aftagere med et stort forbrug og private husstande med et mindre forbrug. Bestemmelsen skal forstås således, at der ved køberkategorier tænkes på forskellige grupper af aftagere defineret ud fra størrelsen og karakteren af forbruget og ikke på geografisk afgrænsede grupper. Princippet i § 73 i lov om elforsyning er, at prisen for elektricitet skal fastsættes med udgangspunkt i omkostningerne til levering af elektricitet til de pågældende kunder. [...]"*

<sup>19</sup> Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021.

Efter § 5, nr. 11, i elforsyningsloven, skal en kollektiv elforsyningsvirksomhed forstås som en offentlig eller privatejet elforsyningsvirksomhed med bevilling samt elforsyningsvirksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, som på offentligt regulerede vilkår har til formål at udføre aktiviteter som net-, transmissions-, eller systemansvarlig virksomhed. Energinets priser skal således fastsættes efter nærmere fastsatte rammer og offentliggøres.

*Kollektive elforsyningsvirksomheder skal stille deres ydelser til rådighed for elforbrugerne på gennemsigtige, objektive, rimelige og ikkediskriminerende vilkår, jf. § 6 d, i elforsyningsloven.* De kollektive elforsyningsvirksomheder skal således ved deres prisfastsættelse iagttage kravet om gennemsigtighed, objektivitet, rimelighed og ikkediskrimination.

#### 4.3 Metodeanmeldelse

Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningsstilsynet, jf. § 73 a, i elforsyningsloven. Priser fastsættes således efter metoder, som er godkendt af Forsyningsstilsynet. Efter § 76, stk. 1, nr. 1, skal de kollektive elforsyningsvirksomheder anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for adgang til transmissions- og distributionsnet, herunder tariffer til Forsyningsstilsynet.

Det følger af § 76, stk. 2, at for virksomhed, der varetages af Energinet eller denne virksomheds helejede datterselskaber i medfør af § 2, stk. 2 og 3, i lov om Energinet, skal der for så vidt angår systemansvars- og transmissionsydelser, til Forsyningsstilsynet anmeldes priser, tariffer og betingelser for ydelser samt grundlaget for fastsættelsen af disse, herunder leveringsaftaler, efter Forsyningsstilsynets nærmere bestemmelse.

Efter § 73 a, stk. 3, i lov om elforsyning, kan klima-, energi- og forsyningsministeren fastsætte regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer/priser. Ministerens beføjelser efter § 73 a, stk. 3, er delegeret til Energistyrelsen i medfør af delegationsbekendtgørelsen. Dette betyder, at ministerens adgang til at fastsætte nærmere regler om indholdet af metoder, der anvendes til at beregne priser, er delegeret til Energistyrelsen.

Bestemmelsen er udmøntet i bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinet.dk's metoder for fastsættelse af tariffer m.v. (metodebekendtgørelsen). Bekendtgørelsen er fastsat med hjemmel i § 73 a, stk. 2, i lov om elforsyning nr. 516 af 20. maj 2010, som fremgår af nugældende § 73 a, stk. 3.

Efter § 1, stk. 1 og stk. 2, i metodebekendtgørelsen, skal både netvirksomheder og Energinet anmelde de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for ydelser, herunder tariffer/priser, til Forsyningsstilsynets godkendelse.

Derudover fastsætter elmarkedsforordningens artikel 18 de fælles europæiske rammer og principper for brugerne af transmissions- og distributionsnettene.

#### 4.4 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe

Det følger af stk. 10, at Forsyningstilsynet skal tage behørigt hensyn til ACERs rapport<sup>20</sup> om bedste praksis for metoderne for transmissions- og distributionstariffer, når de fastsætter eller godkender transmissions- og distributionstariffer.

Det fremgår af ACERs rapport, at hovedformålet med tarifferne er omkostningsdækning, men at der ved fastsættelsen af tarifferne også skal inddrages andre hensyn, herunder til forudsigelighed:

*“(13) Electricity tariff design, in general, aims at recovering the costs incurred by a monopolistic system operator while stimulating efficiency. Costs recovery is the core objective of tariffs. Efficiency mainly relates to cost-reflectivity and the economic signals sent to the network users for optimal use of the network.*

*(14) Other principles, such as non-discrimination, transparency, non-distortion, simplicity, stability, predictability, and sustainability, are usually also pursued. In practice, it is difficult to meet all the principles simultaneously to their full extent. Therefore, the NRAs should aim to achieve a balance between these principles and sometimes they have to make certain trade-offs according to their priorities, while also respecting the legal boundaries.*

*(15) The transmission tariff structure should reflect the structure of transmission costs. According to the pursued principles, the most suitable tariff basis (capacity, energy and/or lump-sum) and targeted user groups should be determined to compose the tariff structure. The tariff structure can be limited to a single transmission tariff, which covers all allowed costs of the TSO, or the tariff structure can consist of several tariffs, i.e., there is a “primary” transmission tariff and there are other (additional, complementary) charges, which recover specific parts of the TSO costs. The network users may also be subject to tariffs for various non-TSO costs (such as support schemes for renewable energy sources, or co-generation of heat and power, etc.).*

*(16) [...]*

*(17) Once the allowed revenues (including the remuneration method), other costs and the tariff structure are set, costs are allocated to the network users. This task is complex and can take various forms. Most allocation procedures use an accounting approach, allocating costs to a matrix of tariff basis (components), time-periods and user groups. Other procedures, much more complex, but more cost-reflective, use a marginal cost approach. Certain network users can be exempted or provided with allowances.”*

Det fremgår af ACERs rapport, at varigheden af metoden og vilkårene for ajourføring af tarifferne er afgørende for omkostningsægtigheden og gennemsigtigheden:

*“(22) ACER considers that the length of the regulatory period, and the conditions under which the tariff methodologies can/shall be revised, or the tariff values updated, represent a decisive element of the regulatory framework, and can significantly influence the tariff cost-reflectivity and predictability. Setting tariff methodologies for multiple years (and allowing their revision*

<sup>20</sup> [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Practice%20report%20on%20transmission%20tariff%20methodologies%20in%20Europe.pdf) og [https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf)

*only under strict and duly justified conditions) can support tariff predictability, while regular update of the tariff level/values may result in better cost-reflectivity, and if done based on a pre-defined methodology can also preserve a level of predictability."*

Det fremgår videre af ACERs rapport, at gennemsigtighed opnås igennem offentliggjorte tariffer, som fastlægges på baggrund af en høringsproces:

*"(26) ACER considers that sufficient transparency regarding tariff setting is of utmost importance. Effective involvement of stakeholders and the general public in the tariff setting process, by proper public consultations, supports well-informed regulatory decisions. Moreover, providing relevant tariff related information to the public provide the following advantages:*

- *Transparent transmission tariffs are an essential precondition for an effective competition in the internal market for electricity.*
- *The current or future network users need to understand the transmission tariff values to a reasonable degree in order to incorporate that information into their decision-making process."*

## 5. Vurdering

Metoden er udarbejdet i overensstemmelse med elforsyningslovens formål om at sikre, at landets elforsyning tilrettelægges og gennemføres i overensstemmelse med hensynet til klima, miljø, elforsyningsikkerhed, forbrugerbeskyttelse og samfundsøkonomi, jf. § 1<sup>21</sup>.

Energinets prisfastsættelse skal basere sig på følgende grundlæggende kriterier:

1. Rimelige og omkostningsægte kriterier
2. Objektive kriterier
3. Ikkediskriminerende kriterier
4. Gennemsigtige kriterier
5. Langsigtet effektivitet i energisystemet.

### 5.1 Rimelige og omkostningsægte kriterier

Det følger af bestemmelsen i elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, at tarifieringen skal være omkostningsægte. Dette kriterie følger også af elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. Princippet om, at tarifiering skal være omkostningsægte, indebærer, at den enkelte kunde skal dække de omkostninger, som kunden giver anledning til. En kunde bør således hverken betale mere eller mindre end de omkostninger, som vedkommende påfører Energinet. Prisfastsættelse skal desuden ske efter rimelige kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til, jf. § 73, stk. 1, i elforsyningsloven. Rimelighedskravet fortolkes i praksis særligt ud fra et forbrugerbeskyttelseshensyn og formålsbestemmelsen i elforsyningsloven. Forsyningstilsynet har i sin praksis fastslået, at en tarif er rimelig, hvis den er omkostningsægte

Som beskrevet i afsnit 3.2, så afhænger omkostningerne ved at drive og udbygge infrastrukturen af kundernes behov for kapacitet, og Energinet finder derfor, at en effektbetaling bedre afspejler de faste omkostninger ved at stille denne kapacitet til rådighed for elkunderne i forhold til den nuværende energitarif.

<sup>21</sup> § 1, nr. 1 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love.

Energinet vurderer, at den aftalte trækingsmulighed i Nettilslutningsaftalen er et bedre tarifieringsgrundlag for kapacitet end det målte træk, idet kunderne derved betaler for det, de bestiller. Det giver incitament til (kun) at bestille den kapacitet, som kunden forventer at få brug for og sikrer således et godt grundlag for Energinets planlægning af den fremtidige netstruktur.

Omkostningerne til nettab afhænger af udvekslingerne i transmissionsnettet og er desuden direkte korreleret med priserne i elspot- og balancemarkederne, hvor Energinet køber energien, der kompenserer for netabet. Derfor vurderer Energinet, at en spotprisafhængig energitarif bedre afspejler omkostningerne til nettab i forhold til den nuværende tarif.

Metoden harmonerer også med ACERs anbefalinger i deres seneste *Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe* fra januar 2023, hvoraf det fremgår at infrastrukturomkostninger korrelerer med kapacitet, mens nettabsomkostninger er korreleret med energimængder i elnettet.<sup>22</sup>

Energinet vurderer på denne baggrund, at kravet om, at tariffer skal være rimelige og omkostningsægte, er opfyldt ved metoden.

## 5.2 Objektive kriterier

Prisfastsættelse skal være objektiv, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1. Objektivitetskriteriet tillægges efter praksis en lavere vægt end de øvrige kriterier for prisfastsættelse. I vurderingen af kravet om objektivitet indgår, om prisfastsættelsen er tilstrækkeligt forudsigelig for de omfattede elkunder, og om prisen fastsættes på baggrund af identificerbare og målbare kriterier.<sup>23</sup>

Energinet finder, at der er klare kriterier for, hvilke omkostninger der henføres til henholdsvis effektabonnement og energitariffen, jf. Figur 3, ligesom det er tydeligt, hvorledes Energinets samlede omkostninger fordeles på de enkelte kundekategorier, jf. Figur 2 og Figur 4.

Desuden er tarifgrundlaget umiddelbart identificerbart og målbart. Tarifieringsgrundlaget for effektabonnementet er det kapacitetstræk, som er aftalt i Nettilslutningsaftalen mellem systembrugeren og Energinet – og hvis en sådan aftale ikke eksisterer, er det kundens maksimale træk inden for en femårig periode.

Tarifgrundlaget for energitariffen er elkundens målte forbrug, som opgjort i DataHub.

Energinet finder på denne baggrund, at metoden er forudsigelig, og at prisen opgøres på baggrund af målbare kriterier. Metoden opfylder dermed kriteriet om at være objektiv.

## 5.3 Ikkediskriminerende kriterier

Prisfastsættelse skal ske efter ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. Ikkediskriminations-begrebet er udtryk for varetægelse af såvel konkurrence-retlige, EU-retlige som forvaltnings-retlige hensyn.<sup>24</sup>

<sup>22</sup> Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, ACER, January 2023.

<sup>23</sup> Tillkendegivelse i sag nr. 21/01039 af 25. marts 2022 om Dansk Energis tarifieringsmodel 3.0, s. 22. Tillkendegivelsen kan tilgås via Forsyningstilsynets afgørelsesdatabase.

<sup>24</sup> Elforsyningsloven med kommentarer af Bent Ole Gram Mortensen, 2. udgave 2004, s. 409f.

Forsyningstilsynet lægger i sin praksis på denne baggrund til grund for vurderingen, at lige (kunde)forhold, som udgangspunkt skal behandles lige, og at forskelsbehandling mellem kunder kræver en saglig grund, fx forskelle i de fysiske installationer

Energinet har i denne tarifmetode fastsat en metode, der finder ens anvendelse for alle systembrugere, som forsynes fra transmissionsnettet, uanset om det er en elforbruger, en egenproducent eller en direkte linje tilsluttet transmissionsnettet. Dette skyldes, at tarifieringen sker i tilslutningspunktet til transmissionsnettet og forskelle i de bagvedliggende elektriske installationer ikke kan begrunde en forskelsbehandling.

Det er på denne baggrund Energinets vurdering, at metoden opfylder kriteriet om ikke at være diskriminerende.

#### 5.4 Gennemsigtige kriterier

Det følger af elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt. samt elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, at tarifiering skal være på gennemsigtige vilkår.

Energinet vurderer, at metoden er gennemsigtig, fordi Energinet har inddraget aktørerne i metodeudviklingsarbejdet, herunder har afholdt aktørmøde i februar 2023 samt haft metoden i offentlig høring i perioden 4 maj 2023 til 14. juni 2023. Energinet offentliggør desuden metoderne på Energinets hjemmeside, og endelig indeholder metoden en gennemgang af Energinets relevante omkostninger.

Energinet vil løbende offentliggøre gældende og forventede fremtidige tariffer på Energinets hjemmeside.

Desuden vil Forsyningstilsynets afgørelse blive offentlig tilgængelig på Forsyningstilsynets hjemmeside.

Energinet vurderer på denne baggrund, at metoden opfylder kravet om gennemsigtighed.

#### 5.5 Langsigtet effektivitet i energisystemet

Kriteriet om at tage hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet fremgår samlet af elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1 og 2, og indebærer blandt andet at tariffastsættelsen skal "understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt i kraft af prissignaler til kunder og producenter".

Formålet med kriteriet er at sikre, at tariffer ikke fastsættes på en måde, så de modarbejder de overordnede målsætninger, som EU har identificeret for energimarkedene, og som også fremgår af elmarkedsforordningen. Disse målsætninger omfatter blandt andet at sikre effektivitet i energianvendelsen, forsyningssikkerhed, fleksibilitet i energisystemet samt fleksibelt elforbrug, energilagring og energieffektivitet.<sup>25</sup>

Energinet vurderer, at den spotprisafhængige energitarif vil understøtte fleksibelt elforbrug, da tariffen forstærker prissignalet fra elspotprisen og derved giver elkunderne incitament til at flytte forbruget til timer med lave priser. Flexibelt elforbrug er en del af løsningen for at få integreret 100 pct. vedvarende energi i elsystemet og understøtter det eksisterende elsystem og

<sup>25</sup> Se elmarkedsforordningen 2019/943, artikel 1, litra a og litra b, samt elforsyningslovens § 1.

kan spare samfundet for massive udbygninger af det eksisterende transmissions- og distributionsnet.

En effektbetaling kan ligeledes sikre en bedre udnyttelse af transmissionsnettet og dermed reduceret behovet for udbygning på længere sigt, idet tariffen giver incitament til at sprede elforbruget ud over døgnet og undgå et meget højt forbrug i få timer.

Energinet vurderer på denne baggrund, at kravet, om at tariffer skal understøtte systemets samlede effektivitet på længere sigt, er opfyldt med metoden.

## 5.6 Samlet vurdering/afvejning af kriterierne i forhold til hinanden

ACER har udtalt, at ikke alle kriterierne for tariffastsættelsen kan mødes samtidigt og i fuld udstrækning, hvorfor kriterierne ikke er kumulative.<sup>26</sup>

Det er desuden anerkendt, at de nationale myndigheder har adgang til at balancere konkurrerende kriterier, afhængigt af de nationale karakteristika og omstændigheder, og i henhold til myndighedens prioriteter, så længe det sker med respekt for de juridiske rammer i EU-reguleringen.<sup>27</sup>

Forsyningstilsynet har i overensstemmelse hermed udtalt, at elforsyningslovens § 73, stk. 1, giver en bred metodefrihed for tariffastsættelse, og at én tarifieringsmetode ikke nødvendigvis udelukker en anden metode.<sup>28</sup> Forskelligartede tariffastsættelsesmetoder kan af samme grund være i overensstemmelse med reguleringen.<sup>29</sup>

På denne baggrund har Energinet foretaget en samlet afvejning af metodens opfyldelse af kriterierne og finder på den baggrund, at metoden lever op til de samlede krav i reguleringen.

## 6. Høringsproces

Energinet lægger stor vægt på at inddrage aktører i udarbejdelsen af nye metoder og vilkår.

Energinet afholdt den 6. februar 2023 et aktørmøde for at påbegynde dialogen om tarifmetoden for nettarif for transmissionstilsluttede systembrugere.

Energinet har tarifmetoden i høring fra d. 4. maj 2023 til 14. juni 2023.

De høringssvar, som Energinet modtog i høringsprocessen indgik i den endelige fastsættelse af metoden og er kommenteret i et særskilt høringsnotat<sup>30</sup>.

<sup>26</sup> Se ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, januar 2023, pkt. 264, hvor ACER angiver at: *"In practice, it is difficult to meet all principles simultaneously and fully. Therefore, when setting tariffs, the NRAs aim to achieve a balance between these principles or they have to make certain trade-offs according to priorities, while also respecting legal boundaries."*

<sup>27</sup> Se CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition fra den 20. april 2020, s. 12, samt ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, fra januar 2023, pkt. 264.

<sup>28</sup> Se Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for producentbetaling af 21. december 2022, s. 28.

<sup>29</sup> Se blandt andet Forsyningstilsynets godkendelse af 25. marts 2022 af Dansk Energis branchevejledning for tarifiering af kunder tilsluttet distributionsnettet s. 2, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriets afrapportering fra arbejdsgruppen om tarifiering fra juni 2020, s. 2, ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe fra januar 2023, pkt. 13, samt CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition fra 20. april 2020, s. 5.

<sup>30</sup> Energinets notat "Høringsnotat - tarifmetode for nettarif for TSO-tilsluttet forbrug" (dok.nr. 22/06392-27)



## 7. Ikrafttrædelse

Metoden skal træde i kraft den 1. januar 2025 under forudsætning af forudgående godkendelse af Forsyningstilsynet, mulighed for at overholde gældende varslingsforpligtelser samt at de afregningstekniske muligheder er på plads.

Systembrugerne vil blive orienteret om dato for ikrafttrædelse, når der i henhold til ovenstående er klarhed over den præcise ikrafttrædelsesdato.

Dele af metoden vil kunne træde i kraft før andre.

## Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

Nedenfor vises konsekvensberegninger på Energinets tarifreform med udviklingen fra nuværende energibaserede net- og systemtariffer til

- En nettarif bestående af en effektbetaling og en spotprisafhængig nettarif med mulighed for begrænset netadgang
- en systemtarif bestående af et abonnement pr. forbrugsmålepunkt og en energibetaling, hvor forbrug over 100 GWh betaler en reduceret systemtarif

Eksempler på eksisterende og nye forbrugstariffer ved individuel tilslutning til TSO-nettet			1) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	2) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	3) 300 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 100 MW varmepumpe (havvand) med 4000 FLH	5) 100 MW elkedel med 1000 FLH (afbrydelig)	6) 100 MW elkedel med 1000 FLH (FULD rådighed)
Nominal størrelse på forbrugsanlæg	MW		1.000	1.000	300	100	100	100
Årligt antal fuldtimer for forbrugsanlæg	Antal		5.000	5.000	8.760	4.000	1.000	1.000
Årsforbrug for anlæg MWh	MWh		5.000.000	5.000.000	2.628.000	400.000	100.000	100.000
Heraf årsforbrug med begrænset rådighed	MWh		0	5.000.000	0	0	100.000	100.000
Kapacitet med fuld rådighed	MW		1.000	0	300	100	0	100
Kapacitet med begrænset rådighed	MW		0	1.000	0	0	100	0
			<b>FULD Rådighed</b>	<b>Afbrydelig</b>	<b>FULD Rådighed</b>	<b>FULD Rådighed</b>	<b>Afbrydelig</b>	<b>FULD Rådighed</b>
			1) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	2) 1.000 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	3) 300 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 100 MW varmepumpe (havvand) med 4000 FLH	5) 100 MW elkedel med 1000 FLH (afbrydelig)	6) 100 MW elkedel med 1000 FLH (FULD rådighed)
<b>Med nuværende energitariffer</b>	<b>Enhed</b>	<b>Satser</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>
Nettarif - forbrug	øre/kWh	7,4	370.000.000	7,4	370.000.000	7,4	29.600.000	7,4
Nettarif - rabat for TSO-tilslutning	øre/kWh	-0,6	-30.000.000	-0,6	-30.000.000	-0,6	-2.400.000	-0,6
<b>Nettarif - forbrug - TOTAL</b>	<b>øre/kWh</b>	<b>6,8</b>	<b>340.000.000</b>	<b>6,8</b>	<b>340.000.000</b>	<b>6,8</b>	<b>27.200.000</b>	<b>6,8</b>
<b>Systemtarif - forbrug - TOTAL</b>	<b>øre/kWh</b>	<b>6,4</b>	<b>320.000.000</b>	<b>6,4</b>	<b>320.000.000</b>	<b>6,4</b>	<b>25.600.000</b>	<b>6,4</b>
<b>Total (NUVÆRENDE) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)</b>	<b>øre/kWh</b>	<b>13,2</b>	<b>660.000.000</b>	<b>13,2</b>	<b>660.000.000</b>	<b>13,2</b>	<b>52.800.000</b>	<b>13,2</b>
<b>Med nye nettariffer - samt ny systemtarif og mulighed for begrænset netadgang</b>	<b>Enhed</b>	<b>Satser</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>
Nettarif - energielement (kun nettab) *	øre/kWh	1,8	90.000.000	1,8	47.304.000	1,8	7.200.000	1,8
Nettarif - kapaciteselement - FULD RÅDIGHED	kr./MW/år	125.000	125.000.000	2,5	37.500.000	1,4	12.500.000	3,1
Nettarif - kapaciteselement - BEGRÆNSET RÅDIGHED (sats = 1/3 af FULD RÅDIGHED)	kr./MW/år	41.667	0	0,0	0	0,0	0	0,0
<b>Nettarif - forbrug - TOTAL</b>			<b>215.000.000</b>	<b>4,3</b>	<b>131.666.667</b>	<b>2,6</b>	<b>19.700.000</b>	<b>4,9</b>
Ny Systemtarif (abonnement)	DKK	180	180	0,00	180	0,00	180	0,00
Ny Systemtarif (energitarif) for årsforbrug op til 100 GWh	øre/kWh	4,8	4.800.000	0,10	4.800.000	0,18	4.800.000	4,80
Ny Systemtarif (energitarif) for årsforbrug over 100 GWh	øre/kWh	0,48	23.520.000	0,47	12.134.400	0,46	1.440.000	0,36
<b>Systemtarif - forbrug - TOTAL</b>			<b>28.320.180</b>	<b>0,57</b>	<b>16.934.580</b>	<b>0,64</b>	<b>6.240.180</b>	<b>4,80</b>
<b>Total (NY) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)</b>			<b>243.320.180</b>	<b>4,9</b>	<b>159.986.847</b>	<b>3,2</b>	<b>25.940.180</b>	<b>6,5</b>
<b>Ved spotprisafhængig nettabstarif</b>			<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>	<b>DKK</b>	<b>Øre/kWh</b>
Ved "ens" nettabstarif			90.000.000	1,80	90.000.000	1,80	7.200.000	1,80
Ved "spotprisafhængig" nettabstarif			45.000.090	0,90	45.000.090	0,90	5.760.036	1,44
Forskel			44.999.910	0,90	44.999.910	0,90	1.439.964	0,36
							1.439.856	1,44

Tabel 5 Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

Tabellen viser beregningseksempler for forskellige forbrugsanlæg med forskellige antagelser omkring størrelse, antal fuldlasttimer og afbrydelighed.

Beregningseksemplet tager udgangspunkt i Energinets tariffer for 2023, men korrigeret for de ekstraordinære flaskehalsindtægter, der blev indregnet i 2023 for at reducere tarifferne som et led i Folketingets aftale om vinterhjælp med det formål at afbøde de stigende energiregninger afledt af krigen i Ukraine.

I det følgende gennemgås eksemplet med en elkedel på 100 MW og et årligt antal fuldlasttimer på 1.000. Det resulterer i et årligt forbrug på 100 GWh. Forbrugsanlægget har fuld netadgang.

Med nuværende tariffer

Med de nuværende tariffer betaler elkedlen tilsluttet TSO-nettet en nettarif på 6,8 øre/kWh og en systemtarif på 6,4 øre/kWh, hvilket samlet set giver en betaling på 13 mio. kr., svarende til 13,2 øre/kWh.

### Med nye tariffer

Denne foreslåede metode for ny nettarif for TSO-tilsluttede forbrugere indebærer en nettarif bestående af en effektbetaling og en spotprisafhængig nettarif. Niveauet for effektabonnementet afhænger meget af, hvor megen kapacitet de nuværende tilsluttede systembrugere ender med at efterspørge. I dette eksempel er det antaget at de reducerer deres kapacitet i nettilslutningsaftalen til nuværende peaktræk og det resulterer i et effektabonnement på 125.000 kr./MW/år. Hvis alle systembrugere bibeholder den kapacitet, der er i deres nuværende nettilslutningsaftaler, så vil abonnementet blive reduceret med mere end 50 %.

Effektabonnementet for systembrugere med begrænset netadgang er 1/3 af ovenstående effektabonnement.

Niveauet for nettarriffen afhænger meget af elspotpriserne og i dette eksempel er der antaget en elspotpris inklusive mark-up på 120 øre/kWh og en tabskoefficient på 1,5 %, resulterende i en nettarif på 1,8 øre/kWh.

Med den nye metode for nettarriffer betaler elkedlen 14 mio. kr., svarende til en gennemsnitlig betaling på 14,3 øre/kWh.

Betalingen for systemtarif reduceres som følge af indførelsen af abonnementsbetaling på 180 kr./forbrugsmålepunkt/år samt mulighed for reduceret systemtarif for forbrug over 100 GWh. Den gennemsnitlige systemtarif reduceres til 4,8 øre/kWh.

Med den samlede tarifreform vil et elkedlen i eksemplet få øget den gennemsnitlige betaling til 19,1 øre/kWh mod 13,2 øre/kWh med de nuværende tariffer. Såfremt elkedlen vælger begrænset netadgang, vil tariffen blive reduceret til 10,8 øre/kWh.

### Ved spotafhængig nettarif

Nettarriffen på 1,8 øre/kWh beskrevet ovenfor er beregnet ud fra en gennemsnitlig elspotpris. Hvis forbrugsanlægget er fleksibelt, vil det kunne forbruge el fra det kollektive net i de timer på året, hvor elspotpriserne er lavest og dermed også opnå en lavere nettarif. For elkedlen er det antaget, at det forbruger ved en elspotpris, der svarer til 25 % af den gennemsnitlige elspotpris, fordi elkedlen generelt bruger strøm i de timer hvor prisen er lav. Det resulterer i en besparelse på nettarriffen på 1,4 øre/kWh.