

## NOTAT

# METODEANMELDELSE: NETTARIF FOR FORBRUG I DISTRIBUTIONSNETTET - HØRINGSUDGAVE

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.

Metoden finder anvendelse over for systembrugere, der forsynes fra det kollektive distributionsnet og er tilsluttet på 10 kV og derover. Energinet vil med denne metode introducere en effektbetaling for denne kundegruppe.

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

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 omkostningsægtighed i både elforsyningsloven og elmarkedsforordningen samt kriteriet om hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet, herunder langsigtet effektivitet via prissignaler, i artikel 18 i elmarkedsforordningen.

Energinet har inddraget de danske aktører i forbindelse med et aktørmøde den 22. juni 2023. Metoden er i høring i perioden den 11. oktober 2023 til 10. november 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
2.1 Baggrund – Energinets nettariffer for transmissionstilsluttede forbrugere .....	4
2.2 Vision for fremtidige nettariffer for alle distributionstilsluttede forbrugere .....	4
2.3 Baggrund – netselskabernes nettariffer .....	6
3. Indhold i metoden .....	6
3.1 Anvendelsesområde og definitioner .....	6
3.2 Omkostninger og indtægter i netpuljen .....	6
3.3 Fordelingsnøgler for omkostninger .....	9
3.3.1 Fordeling imellem effektbetaling og energibetaling .....	9
3.3.2 Fordeling imellem kundekategorier .....	10
3.4 Effektabonnement .....	12
3.5 Nettarif .....	13
4. Retsgrundlag .....	13
4.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen .....	14
4.2 Elforsyningsloven .....	14
4.3 Metodeanmeldelse .....	16
4.4 ACER practice report on transmission tariff methodologies in Europe .....	17
5. Vurdering .....	18
5.1 Rimelige og omkostningsægte kriterier .....	19
5.2 Objektive kriterier .....	19
5.3 Ikkediskriminerende kriterier .....	20
5.4 Gennemsigtige kriterier .....	21
5.5 Langsigtet effektivitet i energisystemet .....	21
5.6 Samlet vurdering/afvejning af kriterierne i forhold til hinanden .....	22
6. Høringsproces .....	22
7. Ikrafttrædelse .....	22
Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform .....	23

## 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 distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV spændingsniveau eller derover (herefter kaldet metoden).

Energinets nuværende nettarif opkræves hos alle slutkunder som en energitarif (øre/kWh). Tariffen er ens for elforbrugere tilsluttet i henholdsvis transmissions- og distributionsnettet, på nær at elforbrugere tilsluttet transmissionsnettet er fritaget for omkostninger vedrørende omkostninger til transformering mellem transmissions- og distributionsniveau.

Energitariffen har historisk set været en enkel og letforståelig tarif, men fremadrettet er selve energiforbruget ikke et tilstrækkeligt omkostningsægte mål for de omkostninger i transmissionsnettet, som slutbrugeren giver anledning til. De fleste omkostninger til transmissionsnet påvirkes af kravet til kapaciteten (MW) i nettet og ikke af, hvor meget energi (kWh) der transporteres, selvom der for en meget stor del af kunderne selvfølgelig er en sammenhæng mellem kapacitet og transporteret energi.

Når Energinet opkræver tariffen som ren energibetaling, øger det prisen på at bruge en ekstra kWh, og det påvirker rentabiliteten i nye investeringsbeslutninger. Energinets tariffer kan dermed forvirre beslutninger om at forbruge elektricitet, vel at mærke uden reel baggrund i de bagvedliggende omkostningsforhold.

Dette medfører et behov for at revurdere Energinets samlede tarifdesign og sikre, at Energinets tariffer er omkostningsægte og derved ikke i sig selv modvirker den grønne omstilling. Energinet vil med denne metode introducere en effektbetaling for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV spændingsniveau eller derover (Systembrugere).

Metoden ændrer ikke på, hvilke af Energinets omkostninger systembrugerne skal være med til at dække, ej heller, hvor stor en andel af omkostningerne, som kategorien af systembrugerne skal betale. Metoden ændrer alene på, hvorledes kategorien af systembrugeres andel af Energinets omkostninger skal opkræves hos denne kundegruppe, det vil sige fremadrettet gennem både en effektbetaling og en energitarif, hvilket kan ændre fordelingen af betalingen internt imellem systembrugerne i kundekategorien.

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 6 redegøres der for høringsprocessen og inddragelse af aktører i forbindelse med udarbejdelsen af metoden.

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

## 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 tariffpuljer 1. januar 2005". Godkendelsen er sket med visse nærmere beskrevne forbehold.<sup>2</sup> Af afgørelsen 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.

Energinet har siden sin etablering opkrævet net- og systemtariffer 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.

Formålet med at introducere en effektbetaling er at sende et prissignal på kapacitet, som er det, der påvirker dimensioneringen af nettet. Det kan give et incitament til at begrænse kapaciteten, eller i det mindste betale for den kapacitet man ønsker til rådighed. Det kan sikre en bedre udnyttelse af transmissionsnettet og dermed reduceret behovet for udbygning på længere sigt.

### 2.1 Baggrund – Energinets nettariffer for transmissionstilsluttede forbrugere

Energinet har i september 2023 anmeldt en metode til Forsyningstilsynet vedrørende ny nettarif for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem. Metoden indebærer, at den nuværende energitarif deles i et effektabonnement, der dækker omkostninger til infrastrukturen og en energitarif, der dækker omkostninger til nettab. Effektbetalingen betales i forhold til det træk fra nettet, der er aftalt i nettilslutningsaftalen mellem forbrugeren og Energinet, mens energitariffen betales af elforbrug trukket fra det kollektive net. Energitariffen vil variere med elspotprisen på timebasis.

Energinet vurderer, at nettariffen derved samlet set bliver mere kostægte og grundelementerne i nettarifferne for transmissionstilsluttede forbrugere foreslås også anvendt for distributionstilsluttede forbrugere. Der er imidlertid nogle forskelle mellem transmissions- og distributionstilsluttede kunder, der medfører, at tarifmodellen for de to kundegrupper er lidt forskellige. Dette vil blive uddybet i afsnit 3.

### 2.2 Vision for fremtidige nettariffer for alle distributionstilsluttede forbrugere

En u hensigtsmæssighed ved den nuværende tarifmodel er, at den fysiske udveksling mellem DSO-net og TSO-net ikke tariferes overhovedet. På den baggrund ønsker Energinet på lidt længere sigt at etablere et nyt kundeforhold, så nettariffen for forbrug fra de distributionstilsluttede kunder fremadrettet opkræves ved de fysisk tilsluttede distributionsnet fremfor hos

<sup>2</sup> Afgørelsen findes på Forsyningstilsynets hjemmeside: <https://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/godkendelse-systemansvarets-tariffer-i-2005> og på Energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/modernisering-af-tarifdesign/>.

slutkunderne i distributionsnettet (kaldet TSO-DSO-modellen). Herved kommer hele Energinets nettarif til at blive opkrævet direkte ved de fysisk tilsluttede kunder; dvs. ved distributionsnettene og ved de store forbrugere i transmissionsnettet. Det vil bringe overensstemmelse mellem den fysiske leverance gennem transmissionsnettet og kundekredsen.

Der har gennem længere tid været samarbejde mellem Green Power Denmark og Energinet om at udvikle en TSO-DSO-model. Det forventes, at en sådan model kan virke fra 2027.

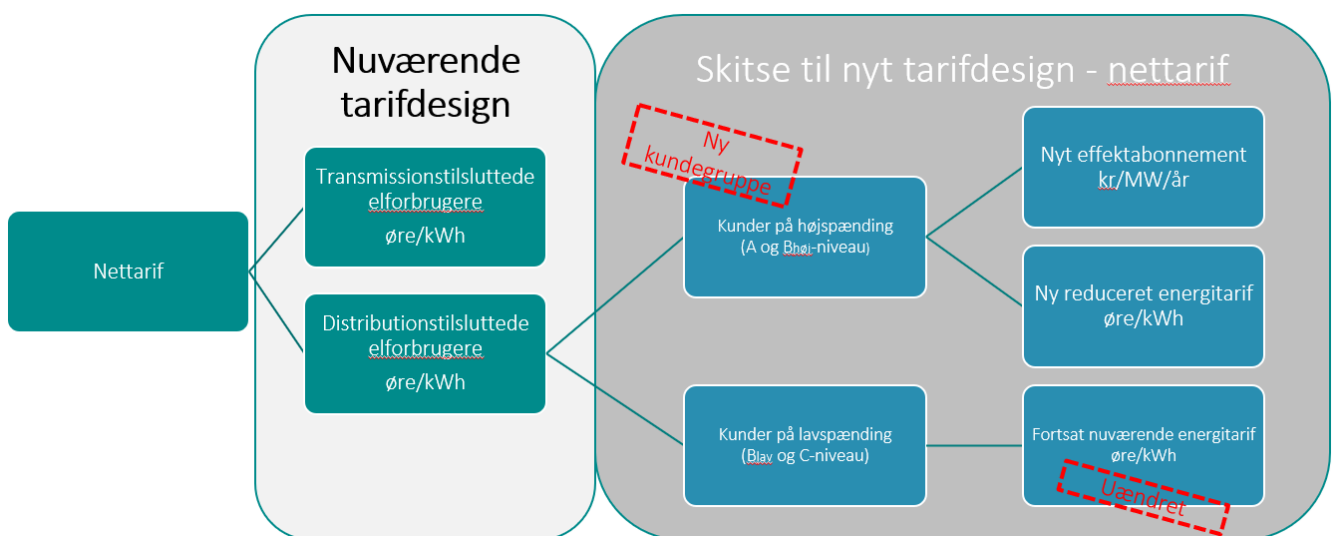
Green Power Denmark på vegne af netselskaberne og Energinet er enige om at der er behov for hurtigere justeringer i Energinets tarifstruktur i forhold til DSO-kunder. Særligt på grund af at direkte linjer har givet udvidede muligheder for at store kunder i DSO-nettene kan blive prosumere. Det skaber et behov for et tydeligt prissignal på kapacitet for direkte linjer, men også for at sikre et prissignal på kapacitet til alle større kunder i lighed med ny Energinet tarifiering af TSO-tilsluttede kunder og Green Power Danmarks egen tarifiering af større kunder.

Derfor ønsker Energinet allerede nu at indføre ændringer i designet af nettariffen for elforbrugere tilsluttet på 10 kV og 30-50-60 kV-nettet i distributionsnettet med virkning fra 1. januar 2025. Princippet i metoden er illustreret i Figur 1 og denne tarifmetode skal virke indtil en TSO-DSO-model kan implementeres.

Ændringerne skal fungere som en 'trædesten' for TSO-DSO-modellen. Derfor er et af designkriterierne, at ændringerne i vid udstrækning skal harmonere med netselskabernes Tarifmodel 3.0 og ikke vil komplicere overgangen til en TSO-DSO-model.

Ved at ændre tarifdesignet for elforbrugere tilsluttet på 10 kV og højere spændingsniveauer i distributionsnettet sikres rimeligt ens vilkår for store elforbrugere, uanset om de er tilsluttet i transmissions- eller distributionsnettet, under hensyntagen til de forskellige forhold der gør sig gældende for de forskellige kundegrupper.

Der foretages ikke ændringer i nettariffen for elforbrugere tilsluttet på lavspænding.



Figur 1 Illustration af nyt design af nettarif for distributionstilsluttede elforbrugere

### 2.3 Baggrund – netselskabernes nettariffer

I designet af Energinets tarif for elforbrugere i distributionsnettet har det som nævnt ligeledes betydning, hvorledes netselskabernes tariffer er designet, så tarifferne giver ens incitamenter og så denne metodeændring bliver en trædesten på vejen mod TSO-DSO-modellen. Derfor er netselskabernes tarifstruktur kort beskrevet i hovedtræk her:

- Omkostninger til måling og kundeforvaltning opkræves via et fast abonnement, der varierer i forhold til tilslutningspunkt i nettet.
- Kunder på højspænding (B-høj, A-lav og A-høj) opkræves en energitarif og en effektbetaling, der dækker omkostninger til drift, vedligehold og udbygning af infrastrukturen. Her opkræves 25 % af disse omkostninger via effektbetalingen, mens 75 % opkræves via energitariffen. I energitariffen indgår desuden omkostninger til nettab.
- Der er planer om betydeligt mere vægt på effektbetalingen for kunder med en direkte linje eller industriel egenproduktion. Dette er endnu ikke metodeanmeldt.
- Effektbetalingen opkræves i forhold til det maksimale træk, som kunden har haft fra det kollektive net i de seneste 12 måneder.
- Kunder på lavspænding (B-lav og C) opkræves en energitarif, der dækker deres andel af omkostninger til nettab, drift, vedligehold og forrentning og afskrivning af infrastrukturen.
- Energitariffen er tidsdifferentieret i foruddefinerede lav- høj- og spidslastzoner indenfor døgnnet. Tidsdifferentieringen er forskellig i sommer- og vinterhalvåret, ligesom tidsdifferentieringen for C kunder er forskellig fra tidsdifferentieringen for A- og B kunder.

## 3. Indhold i metoden

I dette kapitel beskrives den ny nettarif for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV og derover, herunder forhold der adskiller sig fra nettariffen for transmissionstilsluttede kunder, som Energinet har anmeldt.

### 3.1 Anvendelsesområde og definitioner

Metoden finder, jf. § 1 i metoden, anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV og derover, det vil sige elforbrugere, der er tilsluttet på højspænding i det kollektive distributionsnet inklusive egenproducenter og direkte linjer for så vidt angår deres træk fra nettet.

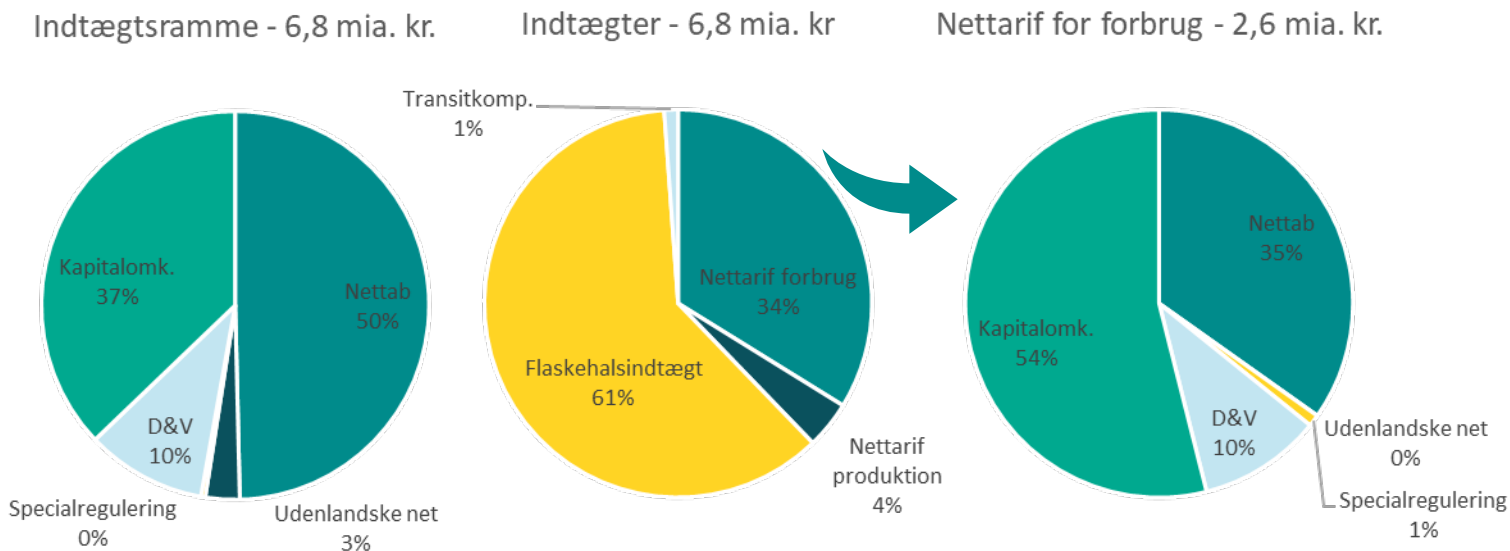
Metoden finder ikke anvendelse for systembrugere, der forsyner et transmissionssystem eller et distributionssystem, det vil sige elproducenter og prosumer, for så vidt angår deres indføddning til elnettet, og den finder heller ikke anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, det vil sige elforbrugere, der er tilsluttet i transmissionsnettet. Endelig finder metoden ikke anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 0,4 kV niveau (lavspænding).

### 3.2 Omkostninger og indtægter i netpuljen

De nødvendige omkostninger, der indgår i netpuljen, jf. § 2 i metoden, 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".

Det fremgår af den godkendte metode, at netpuljen indeholder 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 nettarif 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 nettarif for forbrug, når der er taget højde for de øvrige indtægtskilder.



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

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.
- **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>3</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

<sup>3</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 nettarriffen skal dække i figuren til højre i Figur 2.

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.

- **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>4</sup> og godkendt af ACER i december 2020 (Use of Congestion Income (UCI) Methodology)<sup>5</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 %) 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.

Det følger af artikel 4, stk. 5 i den ACER-godkendte metode, at transmissionssystemoperatørene i de respektive medlemslande hvert år skal indsende en plan til det nationale tilsyn for så vidt angår, hvilke formål flaskehalsindtægterne skal benyttes til. Energinet fremsender således årligt 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>6</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 af flaskehalsindtægter, transitkompensation og producentbetaling.

<sup>4</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>5</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.

<sup>6</sup> ENTSO-E ITC Clearing and Settlement Multi-Year Agreement – 9 February 2011.



Omkostningselement	Producentbetaling (Indfødningsstarif og tilslutningsbidrag)	Transit- kompensation	Flaskehals- indtægter	Indtægter fra kunder med begrænset netadgang ifht. TSO-net
Nettab		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

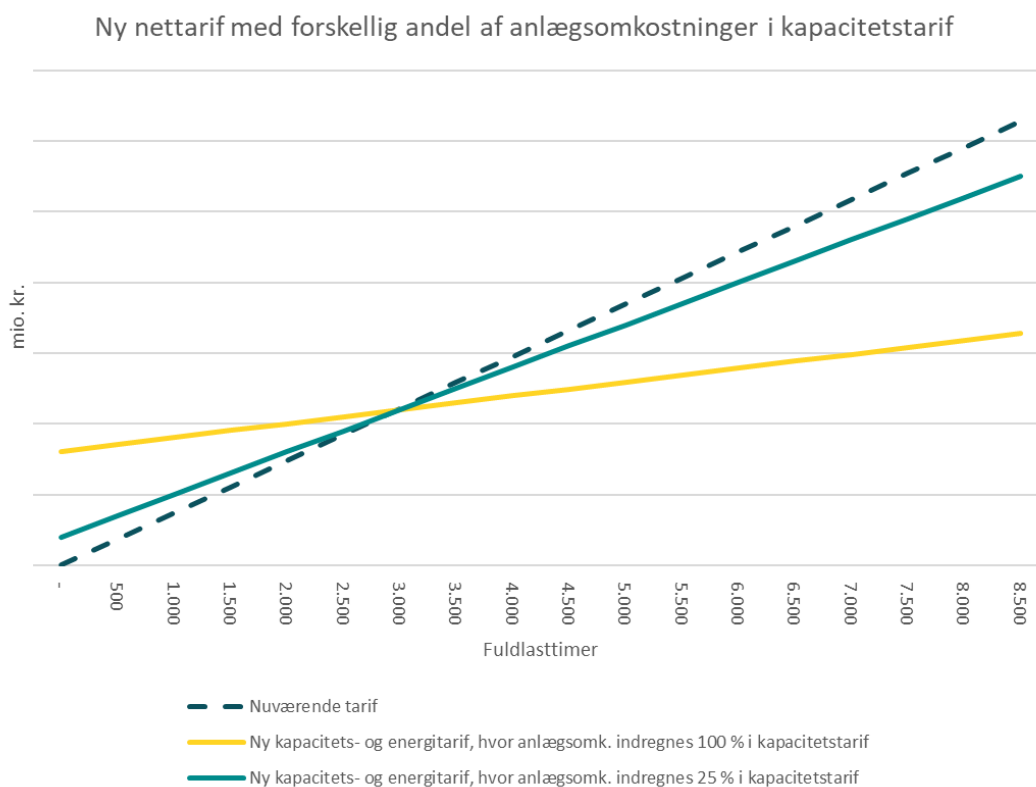
#### 3.3.1 Fordeling imellem effektbetaling og energibetaling

Som belyst i afsnit 3.2 er en andel af Energinets omkostninger til netpuljen af karakter faste, og derfor relateret til tilvejebringelsen af kapacitet i nettet og ikke til transporteret energimængde. Derfor vil det være mere omkostningsægte at flytte dele af nettarriffens opkrævning fra forbrugt energimængde til adgangen til kapacitet i transmissionsnettet.

I en fremtidig DSO-TSO-model vil det være netselskaberne, der indarbejder Energinets nettarif i et samlet prissignal til slutkunden. Da det endnu ikke er fastlagt hvorledes omkostningsfordelingen på energi- og effektbetaling bliver i en TSO-DSO-model vurderer Energinet det mest hensigtsmæssigt at indfase effektbetaling for kunder tilsluttet højspænding i distributionsnettet. Derfor foreslår Energinet, at 25 % af omkostningerne til infrastruktur og specialregulering indregnes i et effektabonnement for denne kundegruppe, mens den resterende andel af omkostningerne indregnes i energitariffen. Derved svarer det til den andel, som DSO'erne for nuværende indregner i deres effektbetaling.

Det vil give DSO'erne rum til senere hen at videreføre TSO-tariffen på den måde, som de finder mest passende uden at skulle reducere kapacitetselementet senere.

Ved indfasningen af effektbetalingen er der også taget hensyn til, at Energinet ikke tilbyder et produkt, hvor elforbrugere tilsluttet i distributionsnettet kan ansøge om begrænset netadgang. Kunder med få driftstimer i distributionsnettet stilles væsentligt dårligere end i dag, hvis alle omkostninger til infrastruktur indregnes i kapacitetstariffen. Effekten af forskellig indregning af omkostninger i kapacitetstarif er illustreret i Figur 3. Indførelsen af en kapacitetstarif vil øge den samlede regning for elforbrugere, som ikke udnytter den kapacitet, de har til rådighed, særlig meget (skønsmæssigt elforbrugere med en benyttelsestid under 3.000 timer/år).



Figur 3 Samlet tariffbetaling for elkunder under forskellig indregning af anlægsomkostninger i kapacitetstariffen.

### 3.3.2 Fordeling imellem kundekategorier

Energinet har efter denne metode samt metode om nettarif for TSO-tilsluttede forbrugere tre grupper af forbrugere, som betaler nettariffer:

- Systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem.
- Systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem.
  - Højspænding (A & B-høj)
  - Lavspænding (B-lav & C)

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, 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.<sup>7</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>8</sup>

<sup>7</sup> 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, jævnfør Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende nettarif ved forbrugstilslutning på 132/150 KV af den 23. februar 2015.

<sup>8</sup> Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende Systemansvarets tariffer i 2005 af den 25. oktober 2004.

Omkostningsfordelingen og tarifberegning er illustreret i Figur 4 med et beregningseksempel baseret på data i Tabel 2. Eksemplet tager udgangspunkt i Energinets nettarif 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. Tariffer og omkostninger er særligt følsom for udsving i elspotpriser, flaskehalsindtægter og elforbrug/ønsket trækingskapacitet.

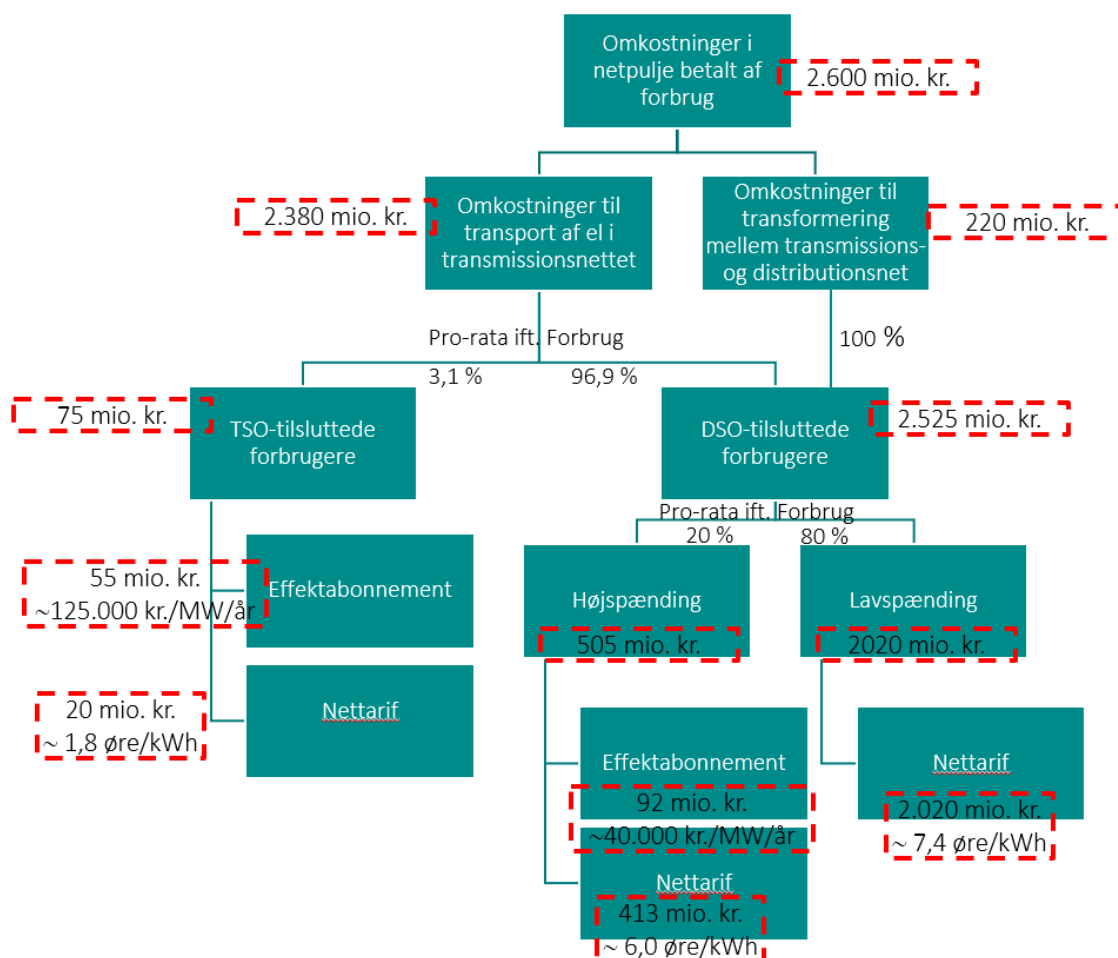
Energidata	TSO-net	DSO-net - højspænding	DSO-net - lavspænding	I alt
Forbrug (GWh)	1.100	6.800	27.200	35.100
Forbrugsandel kollektiv net i alt (Pct.)	3,1%	19,4%	77,5%	100%
Forbrugsandel DSO-net (Pct.)		20,0%	80,0%	
Estimeret aftalt kapacitetstræk (MW)	450	N.A.	N.A.	
Estimeret målt peaktræk (MW)		2.400	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	Andel, der indgår i nettarif	Andel, der indgår i effektabonnement	TSO-arif: Andel, der indgår i nettarif	DSO-tarif: Andel, der indgår i effektabonnement
Nettab	630	70	700	100%	0%	100%	0%
Transmissionsnet - D&V	280	20	300	75%	25%	0%	100%
Transmissionsnet - Forrentning	640	60	700	75%	25%	0%	100%
Transmissionsnet - afskrivninger	830	70	900	75%	25%	0%	100%
I alt	2.380	220	2.600				

Note: For systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet indgår kun omkostninger til nettab i nettarif, mens omkostninger til transmissionsnet indgår i effektabonnement.

Tabel 2 Data til eksempel på beregning af tarif



\*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.

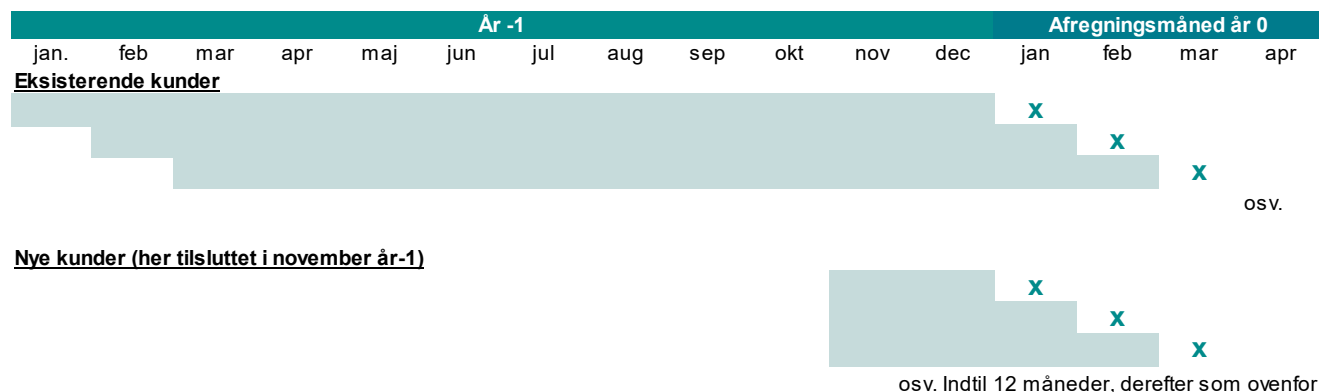
### 3.4 Effektabonnement

Effektabonnementet beskrevet i § 4, er en effektbetaling (kr./MW), og den fastsættes som systembrugerens forholdsmæssige del af 25 % af omkostningerne 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.

Det faste element bør relatere sig til den kapacitet, som den enkelte kunde har til rådighed, da det netop skal dække en andel af kapacitetsomkostningerne. Der er flere muligheder for at fastlægge dette. Betalingen kan følge f.eks. tilslutningskapaciteten, et aftalt MW-træk (med fastlagt mulighed for revision) eller et målt træk fx målt peak effekt årligt/månedligt. Omkostningerne bør i vidt omfang opkræves som et fast element, dvs. mest oplagt en pris pr. MW pr. år eller måned.

Som nævnt i afsnit 2.1 anvender Energinet aftalt træk med elforbrugere tilsluttet transmissionsnettet, mens netselskaber, som beskrevet i afsnit 2.3, anvender målt træk for forbrugere tilsluttet distributionsnettet. Energinet har ikke nettilslutningsaftaler med elforbrugere tilsluttet i distributionsnettet og det vil ikke være hensigtsmæssigt at påbegynde en proces med at afklare aftalt træk fra nettet med cirka 1.800 kunder for at understøtte en midlertidig tarifmodel. Desuden vil det være uigennemtsigtigt, hvis tarifieringsgrundlaget for den enkelte kunde i DSO-nettet er forskelligt i netselskabets og Energinets tarifiering. Desuden er netomkostningerne til at servicere kunder tilsluttet i distributionsnettet mere følsomt overfor samtidighed i forbruget, end de er for kunder tilsluttet direkte i transmissionsnettet. Derfor er det hensigtsmæssigt at benytte målt effekttræk som afregningsgrundlag for distributionstilsluttede kunder.

Derfor foreslår Energinet, at effektbetalingen for distributionstilsluttede elforbrugere opkræves på samme grundlag som forventes implementeret i DSO'ernes effektbetaling; dvs. på baggrund af det maksimale kapacitetstræk, der er målt gennem de forudgående 12 måneder. Dette er illustreret i Figur 5 for eksisterende og nye kunder. For eksisterende kunder opkræver Energinet effektabonnement pr. forbrugsmålepunkt (E17) ud fra gennemsnittet af de 10 timer med højest udtræk fra det kollektive net i de 12 foregående måneder opgjort i kW/time som opgjort i DataHub. Det maksimale effekttræk afrundes til hele kW. Den mindste enhed en kunde kan afregnes for er således 1 kW. For nye kunder, der tilsluttes det kollektive net, opkræver Energinet effektabonnement pr. forbrugsmålepunkt (E17) ud fra gennemsnittet af de 10 timer med højest udtræk fra det kollektive net i opgjort fra nettilslutningstidspunktet og indtil udgangen af måneden før afregningsmåneden indtil systembrugeren har været tilsluttet i 12 måneder.



Figur 5 Opgørelse af afregningsgrundlag (illustration)

Den forholdsmæssige del af omkostningerne bestemmes som systembrugerens maksimale træk divideret med summen af alle systembrugeres maksimale træk.

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

### 3.5 Nettarif

Den variable tarif beskrevet i § 5, fastsættes så den dækker Energinets omkostninger til:

- Nettab fratrukket den andel, der er finansieret af transitkompensation og flaskehalsindtægter og indtægter fra forbrug med begrænset netadgang.
- 75 % af omkostningerne til afskrivning, forrentning, drift og vedligehold, specialregulering og omkostninger til udenlandske net fratrukket den andel, der er finansieret af transitkompensation, flaskehalsindtægter, producentbetaling og indtægter fra forbrug med begrænset netadgang.

Bortset fra den andel af omkostningerne, der udskilles i effektabonnementet, er der tale om at videreføre den nuværende nettarif, hvor energitariffen som udgangspunkt fastsættes for et år ad gangen og er ens i alle årets timer.

Tariffen opkræves af udtræk fra transmissionsnettet (målepunkt E17) for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV spændingsniveau eller derover.

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

Som nævnt i afsnit 2.1 varierer Energinets nye foreslåede nettarif for TSO-tilsluttede kunder med elspotprisen på timebasis, mens netselskabernes energitarif beskrevet i afsnit 2.3, varierer over døgnet med høj- og lavlastzoner, der er forskellige i sommer- og vinterhalvåret. Energinet har også overvejet disse to modeller for energitariffen.

Energinets omkostningsstruktur giver ikke grundlag for at indføre en statisk tidsdifferentieret energitarif, som den netselskaberne anvender. I et VE-baseret energisystem bliver det vanskeligt at fastlægge en statisk tidsdifferentiering, da vejrforhold og geografisk placering i højere grad bliver bestemmende for, hvornår systemet er højt belastet, og derfor er denne model fra-valgt.

En spotprisafhængig energitarif vil have en anden tidsdifferentiering end den netselskaberne anvender og det vil være ugenomsigtigt for forbrugerne, hvis infrastrukturselskaberne sender to forskellige tidsdifferentierede prissignaler for brug af elnettet.

På den baggrund foreslår Energinet at videreføre energitariffen som en flad energitarif.

## 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 tariffene. 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>9</sup> og elmarkedsforordningen<sup>10</sup>, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

Det følger af elmarkedsforordningens artikel 18, at tariffene 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 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 incitamenters til transmissionssystemoperatører på både kort og langt sigt for at øge effekten, herunder energieffektiviteten, fremme markedsintegrationen og forsynings sikkerheden, understøtte effektive investeringer, understøtte de dermed forbundne forskningsaktiviteter og lette innovationen i forbrugeres interesse inden for områder såsom digitalisering, fleksibilitetsydelser 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 almen gyldig 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 tariffen, 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

<sup>9</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>10</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.

til i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsynings sikkerhed 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>11</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>12</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.

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>13</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. [...]."

<sup>11</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>12</sup> Bemærkningerne i 2020/1 LSF 67 til lov nr. 2196 af 29. december 2020 om ændring af lov om elforsyning.

<sup>13</sup> Bemærkninger til LSF53 til lov nr. 2605 af 28/12/2021.

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

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. [...]"*

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 Forsyningstilsynet, jf. § 73 a, i elforsyningsloven. Priser fastsættes således efter metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet. 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 tariffen til Forsyningstilsynet.

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 systemansvar- og transmissionsydelser, til Forsyningstilsynet anmeldes priser, tariffen og betingelser for ydelser samt grundlaget for fastsættelsen af disse, herunder leveringsaftaler, efter Forsyningstilsynets 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 tariffen/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 Forsyningstilsynets 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>14</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) [...]

<sup>14</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)

*(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 tariffene 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 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 tariffere, 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>15</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.

<sup>15</sup> § 1, nr. 1 i lov nr. 2605 af 28. december 2021 om ændring af lov om elforsyning og forskellige andre love.

## 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 kapacitetstarif er et godt værktøj til at afspejle de faste omkostninger ved at stille denne kapacitet til rådighed for elkunderne i forhold til den nuværende rene energitarif.

Indførelsen af et kapacitetelement gør derfor tarifmetoden mere omkostningsægte og sikrer en bedre overensstemmelse mellem de omkostninger, som kundegruppen giver anledning til og deres betaling.

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>16</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>17</sup>

Der er klare kriterier for, hvilke omkostninger der henføres til henholdsvis effektabonnement og energitariffen, jf. Tabel 1, 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 gennemsnittet af de 10 maksimale kapacitetstræk opgjort indenfor de seneste 12 måneder som opgjort i datahub, jf. Figur 5.

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.

<sup>16</sup> Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe, ACER, January 2023.

<sup>17</sup> Tilkendegivelse i sag nr. 21/01039 af 25. marts 2022 om Dansk Energis tarifieringsmodel 3.0, s. 22. Tilkendegivelsen kan tilgås via Forsyningstilsynets afgørelsesdatabase.

### 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 varetagelse af såvel konkurrence-retlige, EU-retlige som forvaltningsretlige hensyn.<sup>18</sup>

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, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet på 10 kV spændingsniveau eller derover, uanset om det er en elforbruger, en egenproducent eller en direkte linje tilsluttet distributionsnettet. Dette skyldes, at tariferingen sker i tilslutningspunktet til det kollektive elnet og forskelle i de bagvedliggende elektriske installationer ikke kan begrunde en forskelsbehandling.

Metoden afviger fra den metode, der finder anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem på tre områder:

- Effektabonnementet indeholder 25 % af omkostningerne til infrastruktur og de resterende 75 % indregnes i energitariffen, hvor effektabonnementet for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem indeholder 100 % af omkostningerne til infrastruktur. Forskellen begrundes i hensynet til brugere med få fuldlasttimer, da Energinet ikke tilbyder begrænset netadgang til forbrugere tilsluttet i distributionsnettet, Indfasningen af en effektbetaling tager derudover hensyn til, at det endnu ikke er fastlagt hvorledes omkostningsfordelingen på energi- og effektbetaling bliver i en TSO-DSO-model og at Energinet ikke går længere end netselskaberne selv er gået med indførsel af effektbetaling i deres egen nettarif; det bør være op til netselskaberne selv at afgøre, om de ønsker at gå længere efter indførsel af en TSO-DSO-model, hvor de skal viderefakturere tariffbetalingen til Energinet til deres egne kunder.
- Effektbetalingen betales i forhold til historisk målt peaktræk, mens den for systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet betales på baggrund af det aftalte træk i nettilslutningsaftalen. Forskellen begrundes i, at Energinet ikke har nettilslutningsaftaler med systembrugere tilsluttet distributionssystemet, (jf. afsnit 3.4) og at det vil være uigennemsigtigt, hvis tariferingsgrundlaget for den enkelte kunde i DSO-nettet er forskelligt i netselskabets og Energinets tarifiering (jf. afsnit 3.4). Desuden er netomkostningerne til at servicere kunder tilsluttet direkte i transmissionsnettet mindre følsomt overfor samtidighed i forbruget, end de er for distributions-tilsluttede kunder.
- Energitariffen er ens i alle årets timer, hvor den for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, varierer med elspotprisen. Forskellen begrundes i, at en eventuel tidsdifferentiering af energitariffen må afvente en TSO-DSO-model, så der sikres et samlet prissignal for brug af de kollektive net. Energinet vurderer, at det på nuværende tidspunkt vil det være u hensigtsmæssigt at indføre en tidsdifferentiering, der er anderledes end den netselskaberne anvender, da det vil være uigennemsigtigt for den enkelte systembruger og da det endnu er uafklaret om en spotprisafhængig energitarif vil blive indført af netselskaberne i en TSO-DSO model.

<sup>18</sup> Elforsyningsloven med kommentarer af Bent Ole Gram Mortensen, 2. udgave 2004, s. 409f.

Metoden afviger også fra den metode, der finder anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet under 10 kV. Disse systembrugere afregnes uændret udelukkende via en energitarif. For systembrugere tilsluttet distributionsnettet anvender Energinet således samme kundekategorisering som Forsyningstilsynet har godkendt i Green Power Danmarks Tarifmodel 3.0.

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 juni 2023 samt haft metoden i offentlig høring i perioden den 11. oktober 2023 til 10. november 2023. Energinet offentliggør desuden de godkendte metoder 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 energimarkederne, 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>19</sup>

Energinet vurderer, at en effektbetaling kan give incitament til at reducere kapacitetstrækket fra nettet eller sprede elforbruget ud over døgnet og undgå et meget højt forbrug i få timer. Det kan medvirke til at sikre en bedre udnyttelse af transmissionsnettet og dermed reducere behovet for udbygning på længere sigt.

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

<sup>19</sup> Se elmarkedsforordningen 2019/943, artikel 1, litra a og litra b, samt elforsyningslovens § 1.

## 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>20</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>21</sup>

Forsyningstilsynet har i overensstemmelse hermed udtalt, at elforsyningslovens § 73, stk. 1, giver en bred metodefrihed for tariffastsættelse, og at én tariferingsmetode ikke nødvendigvis udelukker en anden metode.<sup>22</sup> Forskelligartede tariffastsættelsesmetoder kan af samme grund være i overensstemmelse med reguleringen.<sup>23</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.

Som et led i aktørinddragelsen har Energinet afholdt et aktørmøde den 22. juni 2023 om tarifmetoden for nettarif for distributionstilsluttede systembrugere.

Energinet har endvidere tarifmetoden i høring fra den 11. oktober 2023 til 10. november 2023.

De høringssvar, som Energinet modtager i høringsprocessen, vil indgå i den endelige fastsættelse af metoden.

## 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.

<sup>20</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>21</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>22</sup> Se Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for producentbetaling af 21. december 2022, s. 28.

<sup>23</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.

## Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

Tabel 3 viser konsekvensberegninger på Energinets tarifreform med udviklingen fra nuværende energibaserede net- og systemtariffer til

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

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. Regneeksemplets net- og systemtarif på 13,8 øre/kWh svarer således til virkelighedens forbrugstarif 2023 på 11,2 øre/kWh – men uden effekten af Folketingets aftale om ekstraordinær vinterhjælp.

Eksempler på eksisterende og nye forbrugstariffer ved individuel tilslutning til DSO-nettet				1) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	3) 20 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 5 MW varmepumpe med 4000 FLH	5) 25 MW industrivsh. med 2.500 FLH	6) 15 MW elkedel med 1000 FLH	
Nominal størrelse på forbrugsanlæg	MW			30	20	10	25	15	
Årligt antal fuldlasttimer for forbrugsanlæg	Antal			5.000	8.760	4.000	2.500	1.000	
Årsforbrug for anlæg MWh	MWh			150.000	175.200	40.000	62.500	15.000	
				1) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH	3) 20 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 5 MW varmepumpe med 4000 FLH	5) 25 MW industrivsh. med 2.500 FLH	6) 15 MW elkedel med 1000 FLH	
<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 - TOTAL	øre/kWh	7,4		11.100.000	7,4	2.960.000	7,4	4.625.000	7,4
Systemtarif - forbrug - TOTAL	øre/kWh	6,4		9.600.000	6,4	2.560.000	6,4	4.000.000	6,4
<b>Total (NUVÆRENDE) - forbrugstariffer (ved DSO-tilslutning)</b>	<b>øre/kWh</b>	<b>13,8</b>		<b>20.700.000</b>	<b>13,8</b>	<b>5.520.000</b>	<b>13,8</b>	<b>8.625.000</b>	<b>13,8</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	øre/kWh	6,1		9.150.000	6,1	2.440.000	6,1	3.812.500	6,1
Nettarif - kapaciteselement (25 % af infrastrukturomk.)	kr./MW/år	40.000		1.200.000	0,8	800.000	0,5	1.000.000	1,6
Nettarif - forbrug - TOTAL				10.350.000	6,9	11.487.200	6,6	2.840.000	7,1
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	3,20	4.800.000	2,74	3.000.000	4,80
Ny Systemtarif (energitarif) for årsforbrug over 100 GWh	øre/kWh	0,48		240.000	0,16	360.960	0,21	0	0,00
Systemtarif - forbrug - TOTAL				5.040.180	3,36	5.161.140	2,95	3.000.180	4,80
<b>Total (NY) - forbrugstariffer (ved DSO-tilslutning)</b>				<b>15.390.180</b>	<b>10,3</b>	<b>16.648.340</b>	<b>9,5</b>	<b>7.812.680</b>	<b>12,5</b>

Tabel 3 Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform

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

I det følgende gennemgås eksemplet med en elkedel på 15 MW og et årligt antal fuldlasttimer på 1.000. Det resulterer i et årligt forbrug på 15 GWh. Forbrugsanlægget har fuld netadgang ift. transmissionsnettet, uanset om det har fuld eller begrænset netadgang ift. distributionsnettet.

### Med nuværende tariffer

Efter Energinets nuværende tarifmetoder betaler elkedlen tilsluttet DSO-nettet en nettarif på 7,4 øre/kWh og en systemtarif på 6,4 øre/kWh, hvilket samlet set giver en betaling på 2 mio. kr., svarende til 13,8 øre/kWh.

### Med nye tariffer

Denne foreslåede metode for ny nettarif for systembrugere, der forsynes fra det kollektive distributionsnet og er tilsluttet på 10 kV og derover indebærer en nettarif bestående af en effektbetaling og en energitarif. Niveauet for effektabonnementet afhænger meget af, hvor meget kapacitet de nuværende tilsluttede systembrugere ender med at efterspørge. I dette eksempel er der estimeret et effektabonnement på 40.000 kr./MW/år, hvis 25 % af omkostningerne til infrastruktur indregnes i effektabonnementet.

Energitariffen er på 6,1 øre/kWh, hvis de resterende 75 % af omkostningerne til infrastruktur indregnes i energitariffen.

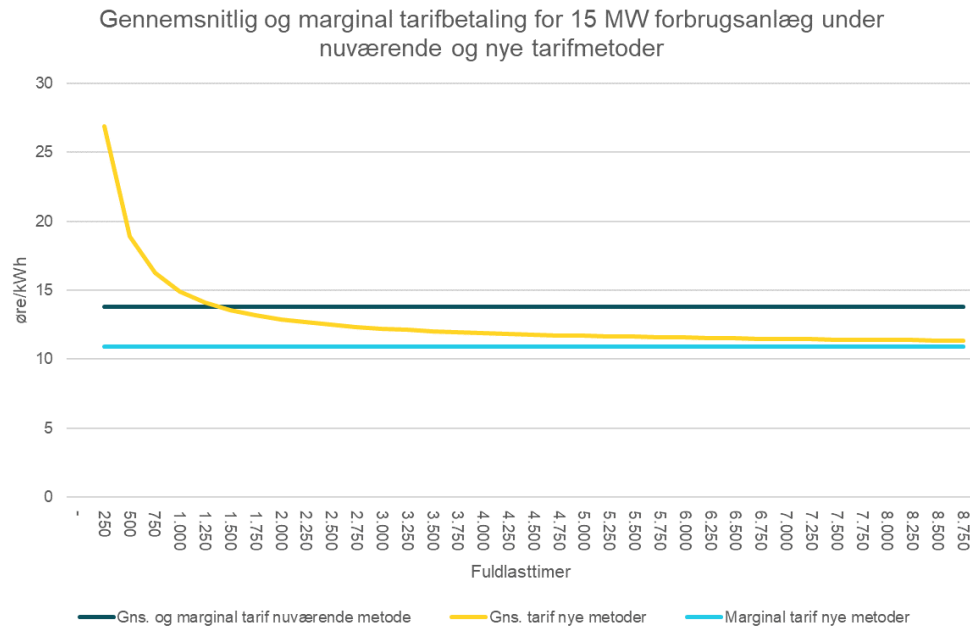
Med den nye metode for effektabonnement og nettarif betaler elkedlen 1,5 mio. kr., svarende til en gennemsnitlig betaling på 10,1 øre/kWh ved det antagne antal årlige fuldlasttimer.

Betalingen for systemtarif reduceres som følge af indførelsen af abonnementsbetaling på 180 kr./forbrugsmålepunkt/år. Den gennemsnitlige systemtarif reduceres til 4,8 øre/kWh.

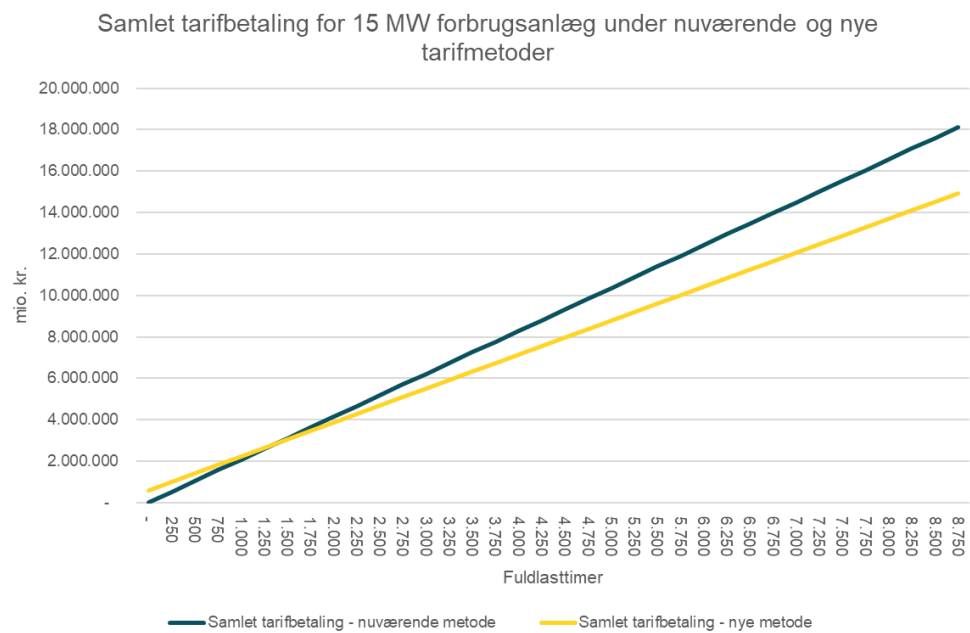
Med den samlede tarifreform vil et elkedlen i eksemplet og med det antagne antal årlige fuldlasttimer få øget den gennemsnitlige betaling til Energinet til 14,9 øre/kWh mod 13,8 øre/kWh med de nuværende tariffer.

I nedenstående figurer er den gennemsnitlige, den marginale og den samlede tarifbetaling under forskellige antal fuldlasttimer illustreret for forbrugsanlæg på 15 og 40 MW, hvor sidstnævnte har et forbrug over 100 GWh efter 2.500 fuldlasttimer og dermed betaler reduceret systemtarif for den del af forbruget, der overstiger 100 GWh.

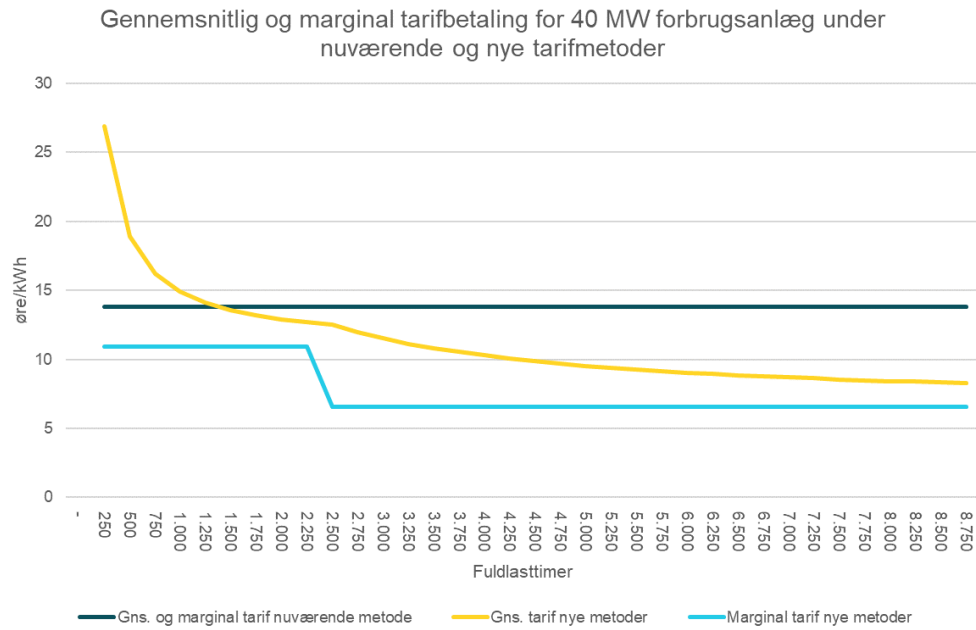




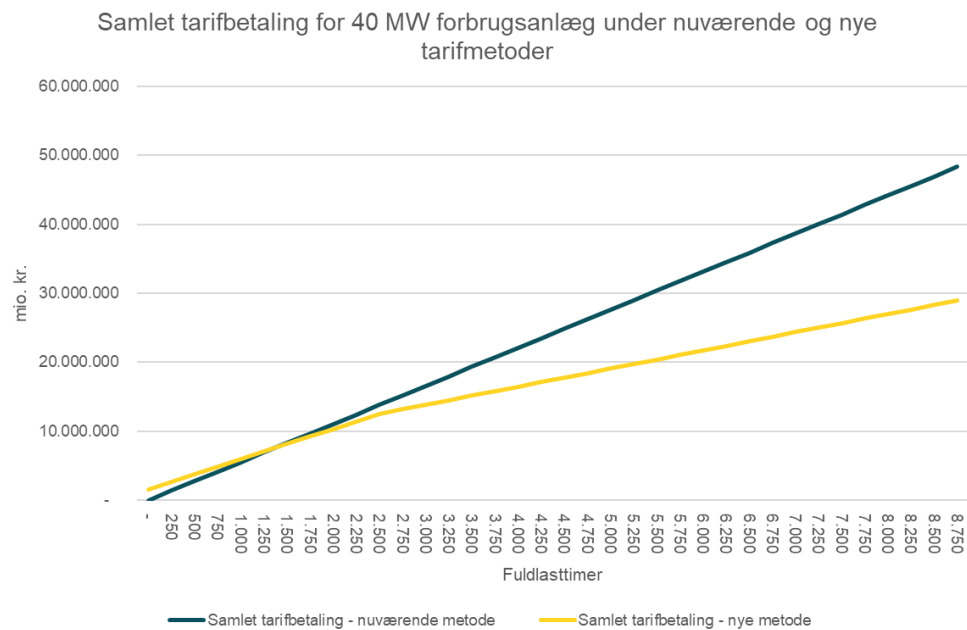
Figur 6 Gennemsnitlig og marginal tariffbetaling for forbrugsanlæg på 15 MW



Figur 7 Samlet tariffbetaling for forbrugsanlæg på 15 MW



Figur 8 Gennemsnitlig og marginal tariffbetaling for forbrugsanlæg på 40 MW



Figur 9 Samlet tariffbetaling for forbrugsanlæg på 40 MW