



ENERGINET
Myndighedsenheden

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
12. februar 2024

Forfatter:
MYN/SYSA

NOTAT

METODEANMELDELSE: NETTARIF FOR FORBRUG I DISTRIBUTIONSNETTET – ANMELDT TIL FORSYNINGSTILSYNET

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 med fuld netadgang ift. transmissionsnettet, 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 omkostningsægthed 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 har været i høring i perioden den 11. oktober 2023 til 10. november 2023. Høringen har afstedkommet, at Energinet har udarbejdet en supplerende metode, som giver mulighed for begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet 10 kV og derover. Den anmeldes som en separat metode, men skal ses i sammenhæng med denne metode for nettarif for forbrug i distributionsnettet, da de to metoder er indbyrdes afhængige og hver for sig ikke kan stå alene.

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	5
2.3 Baggrund – netselskabernes nettariffer	6
3. Indhold i metoden	7
3.1 Anvendelsesområde og definitioner	7
3.2 Omkostninger og indtægter i netpuljen	7
3.3 Fordelingsnøgler for omkostninger	10
3.3.1 Fordeling imellem kundekategorier	10
3.3.2 Fordeling imellem effektbetaling og energibetaling	11
3.3.3 Illustration af tarifberegning	13
3.4 Effektabonnement	15
3.5 Nettarif	16
4. Retsgrundlag	16
4.1 Elmarkedsdirektivet og Elmarkedsforordningen	17
4.2 Elforsyningsloven	17
4.3 Elmarkedsforordningen	18
4.4 Metodeanmeldelse	19
5. Vurdering	19
5.1 Rimelige og omkostningsægte kriterier	20
5.2 Objektive kriterier	20
5.3 Ikkediskriminerende kriterier	21
5.4 Gennemsigtige kriterier	22
5.5 Langsigtet effektivitet i energisystemet	22
5.6 Samlet vurdering/afvejning af kriterierne i forhold til hinanden	23
6. Høringsproces	23
7. Ikrafttrædelse	24
Bilag 1: Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform	25

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"¹ for vilkår og betingelser for anvendelse af det kollektive transmissionsnet for systembrugere med fuld netadgang ift. transmissionsnettet, der forsynes fra et distributionsnetssystem 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 distributionsnetssystem 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.

¹ Se metoden på Energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/regler/el/tariffer/>.

Samtidig med denne metodeanmeldelse vil Energinet i en separat metodeanmeldelse tilbyde, at kunder i distributionsnettet på 10 kV eller derover (højspændingskunder), som allerede har indgået en aftale med det lokale netselskab om afbrydelighed i forhold til distributionsnettet for det hele eller en del af sit leveringsomfang, også kan tilvælge at blive afbrydelige i forhold til transmissionsnettet for den del af leveringsomfanget, som der er aftalt afbrydelighed for med det lokale netselskab. Tanken bag den supplerende metodeanmeldelse er, at afbrydeligheden modsvarer af en lavere løbende betaling for så vidt angår de dele af nettatariffen, der dækker omkostninger til infrastruktur. Det vil være muligt for Energinet at yde en tarifreduktion, fordi Energinet ikke skal opretholde og udbygge net til forbrug med begrænset netadgang. Energinet har som et supplement til denne anmeldelse udarbejdet *Metodeanmeldelse for begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for forbrugsanlæg i distributionsnettet* til Forsyningstilsynets godkendelse.

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.

Energiltilsynet har tidligere truffet afgørelse om at meddele Elkraft System og Eltra, at Energiltilsynet 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.² 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 nettatariffer 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 den trækingsret fra nettet, der er aftalt i nettilslutningsaftalen mellem systembrugere der

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

forsynes fra transmissionssystemet og Energinet, mens energitariffen betales af elforbrug trukket fra det kollektive net. Energitariffen vil variere med elspotprisen på timebasis.

Energinet fik i september 2023 godkendt en metode for tilslutning med begrænset netadgang for systembrugere der forsynes fra transmissionssystemet³. En transmissionstilsluttet systembrugers tilslutning til det kollektive transmissionsnet kan få et vilkår om afbrydelighed. Afbrydeligheden modsvarer af en lavere løbende nettarif for så vidt angår de dele af nettariffen, der dækker omkostninger til infrastruktur. Der ydes en tarifreduktion, fordi Energinet ikke skal opretholde og udbygge net til systembrugere, der forsynes fra transmissionssystemet med begrænset netadgang.

Energinet vurderer, at nettariffen derved samlet set bliver mere kostægte.

Disse grundelementer (kapacitetsbetaling og afbrydelighed) i nettarifferne for transmissionstilsluttede systembrugere foreslås også anvendt for systembrugere der forsynes fra distributionsnettet. Der er imidlertid nogle forskelle mellem transmissions- og distributionstilsluttede systembrugere, 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 nettariffen for systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet fremadrettet opkræves ved de fysiske tilsluttede distributionsnet fremfor hos systembrugere, der forsynes fra distributionsnettet (kaldet TSO-DSO-modellen). Herved kommer hele Energinets nettarif til at blive opkrævet direkte ved de transmissionstilsluttede forbrugsanlæg og de transmissionstilsluttede distributionsanlæg. Det vil bringe overensstemmelse mellem den fysiske leverance gennem transmissionsnettet og kredsen af systembrugere.

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.

Energinet vurderer, at der er behov for hurtigere justeringer i Energinets tarifstruktur i forhold til systembrugere, der forsynes fra distributionssystem. Særligt på grund af at direkte linjer har givet udvidede muligheder for at store systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem, 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 systembrugere, der forsynes fra distributionssystem i lighed med Energinets nye tarifering af systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem og netselskabernes egen tarifering af større kunder i deres Tarifmodel 3.0.⁴

Derfor ønsker Energinet allerede nu at indføre ændringer i designet af nettariffen for systembrugere der forsynes fra et distributionssystem 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.

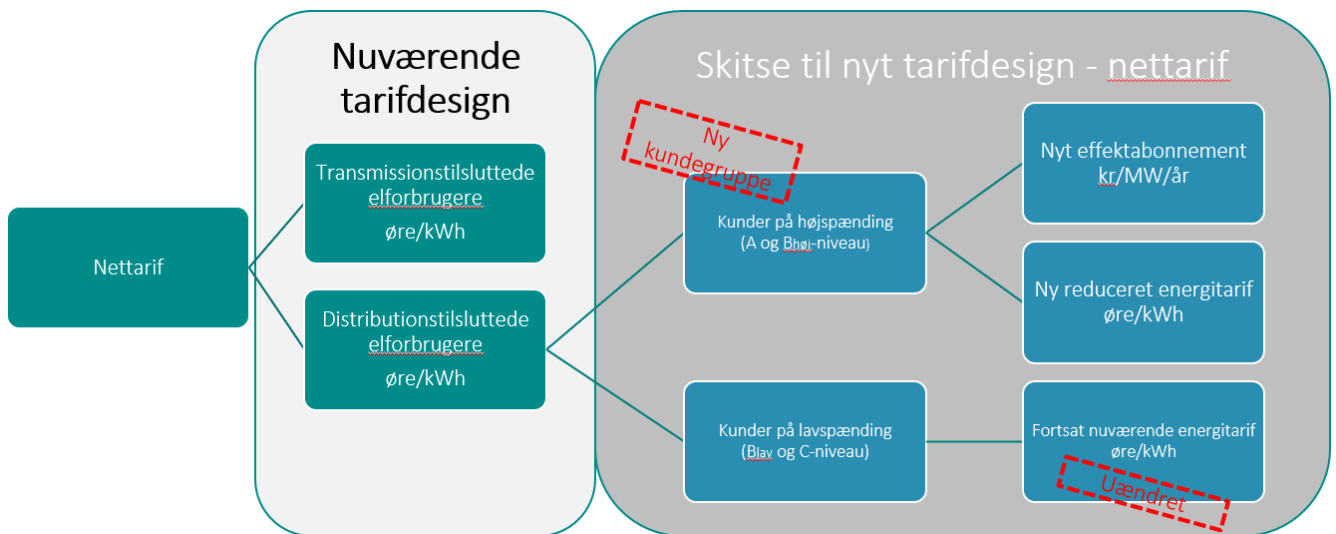
³ Metodeanmeldelse for begrænset netadgang for forbrugsanlæg i transmissionsnettet, Link: <https://energinet.dk/media/aiblnktw/metodeanmeldelse-for-begraenset-netadgang-i-tso-nettet.pdf>

⁴ Green Power Danmarks Tarifmodel 3.0, Link: <https://greenpowerdenmark.dk/vejledning-teknik/nettariffer-priser-gebyrer/tariffer>

Ændringerne i denne metodeanmeldelse 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 samt med deres model for nettilslutning med afbrydelighed og ikke vil komplicere overgangen til en TSO-DSO-model.

Ved at ændre tarifdesignet for systembrugere der forsynes fra distributionssystem tilsluttet på 10 kV og højere spændingsniveauer i distributionsnettet sikres rimelige og mere ens vilkår for store systembrugere der forsynes fra det kollektive elforsyningsnet t, uanset om de er tilsluttet i transmissions- eller distributionsnettet, under hensyntagen til de forskellige forhold der gør sig gældende for de forskellige systembrugere.

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



Figur 1 Illustration af nyt design af nettarif for distributionstilsluttede elforbrugere med fuld netadgang ifht. transmissionsnettet

2.3 Baggrund – netselskabernes nettariffer

I designet af Energinets tarif for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem 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 kundefølgelse 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 derudover omkostninger til nettab.
- Der er planer om betydeligt mere vægt på effektbetalingen for kunder med en direkte linje eller industriel egenproduktion. Green Power Denmark har anmeldt en metode til Forsyningstilsynet, hvorefter 75 % af omkostninger til drift, vedligehold og udbygning af infrastrukturen opkræves via effektbetalingen for denne kundegruppe, mens de resterende 25 % opkræves via energitariffen.

- Effektbetalingen opkræves i forhold til et beregnet maksimalt træk opgjort på basis af det målte forbrug, 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 døgnet. Tidsdifferentieringen er forskellig i sommer- og vinterhalvåret, ligesom tidsdifferentieringen for C kunder er forskellig fra tidsdifferentieringen for A- og B kunder.
- Netselskaberne tilbyder højspændingskunder i distributionsnettet tilslutning med begrænset netadgang ift. lokale flaskehalse i distributionsnettet. Afbrydeligheden modsvares af, at højspændingskunden betaler et lavere tilslutningsbidrag ved tilslutning til distributionsnettet.

3. Indhold i metoden

I dette kapitel beskrives den ny nettariffer for systembrugere, der forsynes fra et distributions-system og er tilsluttet på 10 kV og derover, herunder forhold der adskiller sig fra nettariffen for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, som Energinet har anmeldt.

3.1 Anvendelsesområde og definitioner

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

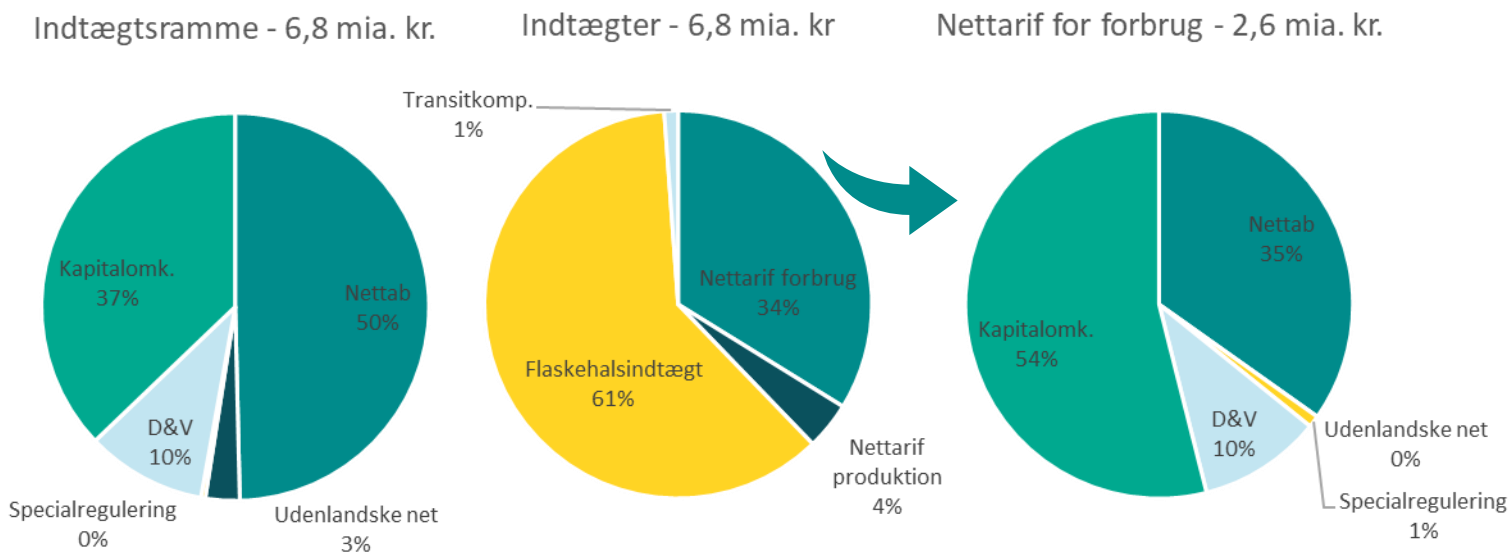
Metoden finder ikke anvendelse for systembrugere, der forsyner et transmissionssystem eller et distributionssystem, det vil sige elproducenter og prosumer, for så vidt angår deres indføding til elnettet, og den finder heller ikke anvendelse for systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem, 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 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).

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 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 samt med elprisen. Omkostningerne bør derfor opkræves som et variabelt element, det vil sige mest oplagt en pris pr. kWh.⁵
- 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

⁵ 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.

omkostningerne opkræves som en årlig pris pr. MW. Udover markedsmæssig og ikke-markedsmæssig belastningsomfordeling i forbindelse med kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet 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 (132 kV Øresundsforbindelsen) og Statnett (aftaler i forbindelse med Skagerrak-forbindelsen): Disse omkostninger finansieres af flaskehalsindtægter og behandles ikke yderligere her.

En andel af de 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-E⁶ og godkendt af ACER i december 2020 (Use of Congestion Income (UCI) Methodology)⁷. 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 de 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.⁸

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

⁶ 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.

⁷ 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.

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

Endelig modregnes tarifindtægter fra kunder med begrænset netadgang – efter indførelse af begrænset netadgang ift. TSO-nettet – også i netpuljen, jf. afsnit 3.3.1 nedenfor. Udvidelsen med afbrydelighed ift. TSO-nettet for DSO-tilsluttede højspændingskunder ændrer ikke ved dette, men betyder blot, at der også modregnes indtægter fra DSO-tilsluttede højspændingskunder med begrænset netadgang ift. TSO-nettet.

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

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

Energinet har efter denne metode samt metode om nettarif for systembrugere, der forsynes fra transmissionssystemet tre grupper af systembrugere, som betaler nettarif:

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

Fsva. systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem eller fra et distributionssystem på højspændingsniveau, kan systembrugerne have fuld netadgang eller begrænset netadgang ift. transmissionsnettet.

Energinet anvender vandfaldsmodellen til at afgøre, hvilke omkostninger de enkelte grupper af systembrugere skal medvirke til at dække. Vandfaldsmodellen indebærer, at en gruppe af systembrugere skal dække en andel af omkostningerne til det spændingsniveau, som gruppen af systembrugere er tilsluttet samt en andel af omkostninger til overliggende net. Den forholdsmæssige andel opgøres ift. systembrugernes andel af det samlede energiforbrug.

- Konkret betyder dette, at distributions- og transmissionstilsluttede systembrugere dækker Energinets omkostninger til transmissionsnettet.
- Herudover dækker systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet, Energinets omkostninger til transformering fra transmission til distribution; dvs. nettab i og omkostninger til forrentning og afskrivning samt drift og vedligehold af transformere i snitfladen mellem transmission og distribution.⁹

⁹ 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.

Idet Energinet hidtil har opkrævet sin nettarif som en ren energitarif for alle systembrugere, har Energinet implicit også anvendt vandfaldsmodellen ved fordelingen af omkostningerne i nettarriffen imellem systembrugere der forsynes fra distributionssystemet på hhv. højspændings- og lavspændings-niveau. Opdelingen af omkostninger ift. energiforbruget på hhv. højspændingskunder og lavspændingskunder sikrer derved, at de to grupper af systembrugere hver især fremadrettet vil blive pålagt præcis den samme andel af omkostninger som hidtil. Det vil derfor ikke medføre ændrede omkostninger for lavspændingskunder, at der indføres en ny fordeling af omkostningerne for højspændingskunder.

Omkostninger til infrastruktur:

Omkostningerne til infrastruktur (afskrivning og forrentning, drift og vedligehold, specialregulering og omkostninger til udenlandske net), der er indeholdt i tarifferne, fordeles på grupperne af systembrugere i forhold til gruppen af systembrugernes andel af det samlede forbrugstræk *for forbrug med fuld netadgang*.

Det vil sige, at forbruget fra systembrugere, der forsynes fra et transmissionssystem og som har indgået aftale om begrænset netadgang ift. transmissionsnettet ikke indgår 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 ift. transmissionsnettet ikke i opgørelsen af forbruget fra systembrugere, der forsynes fra distributionsnettet. I stedet medgår den indtægt, som Energinet får fra systembrugere 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 distributions-niveau vha. fordelingsnøglen for tarifprovenu i vandfaldsmodellen. Denne tilgang vil automatisk sikre, at der anvendes præcis samme fordelingsnøgle for omkostningselementer i netpuljen og modregningen af ekstra indtægter fra forbrug med begrænset netadgang, uanset om systembrugere med begrænset netadgang har få eller mange fuldlasttimer og uanset om de er tilsluttet i DSO- eller TSO-nettet.

Dette indebærer alt i alt, at forbrug med begrænset netadgang ikke indgår i fordelingsnøglen i vandfaldsmodellen for så vidt, angår infrastrukturomkostningerne, 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, som 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.

Omkostninger til nettab:

Omkostningerne til nettab, der er indeholdt i tarifferne, fordeles på kundegrupperne i forhold til kundegruppens andel af det samlede forbrugstræk *uanset om de har fuld eller begrænset netadgang ift. transmissionsnettet*. Dette er også uændret i forhold til den nugældende tarifmetode.¹⁰

3.3.2 Fordeling imellem effektbetaling og energibetaling

Som belyst i afsnit 3.2 er en andel af Energinets omkostninger til netpuljen faste af karakter, og derfor relateret til tilvejebringelsen af kapacitet i nettet og ikke til transporteret energimængde. Derfor vil

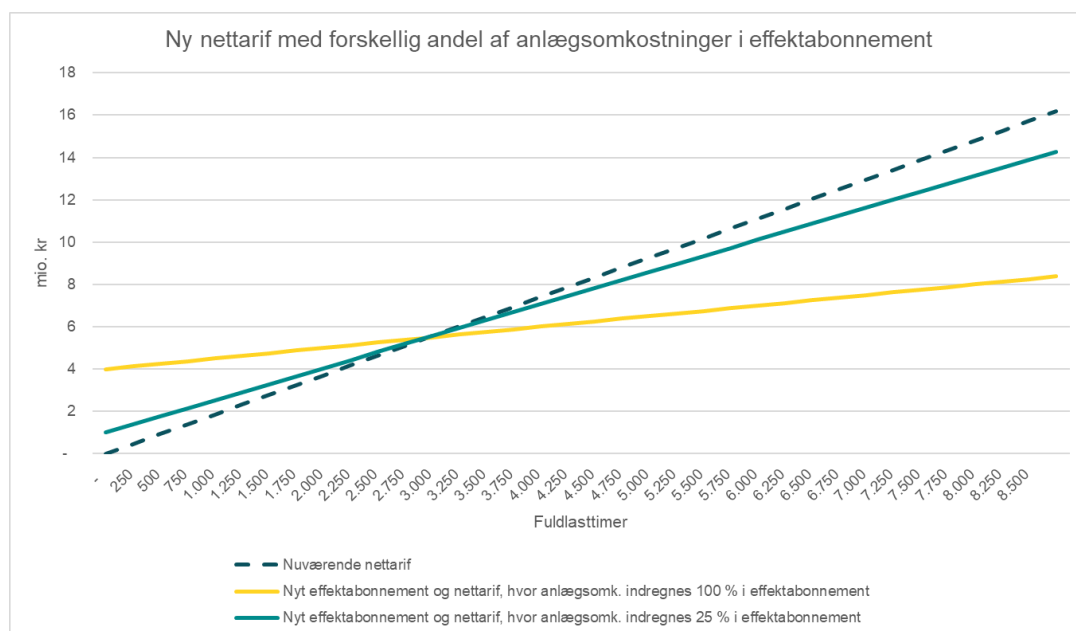
¹⁰ Forsyningstilsynets afgørelse vedrørende Systemansvarets tariffer i 2005 af den 25. oktober 2004.

det være mere omkostningsægte at flytte dele af nettariiffens opkrævning fra forbrugt energimængde til adgangen til kapacitet i transmissionsnettet.

I en fremtidig DSO-TSO-model er det hensigten, at Energinet opkræver tariffer ved de transmissionstilsluttede distributionssystemer (netselskaberne). Da det endnu ikke er fastlagt, hvorledes modellen for omkostningsfordelingen 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 gruppe af systembrugere 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 eventuelt at skulle reducere kapacitetslementet senere, såfremt Energinet havde valgt at indregne en højere andel af omkostningerne i effektabonnementet end DSO'erne selv vil vælge.

Effekten af forskellig indregning af omkostninger i kapacitetstarif er illustreret i Figur 3 **Fejl!** **Henvisningskilde ikke fundet..** Indførelsen af en kapacitetstarif vil øge den samlede regning for elforbrugere, som har en lav benyttelsestid på den kapacitet, de har til rådighed (skønsmæssigt elforbrugere med en benyttelsestid under 3.000 timer/år).



Figur 3 Samlet tariffbetaling for elkunde med forbrugsanlæg på 25 MW under forskellig indregning af anlægsomkostninger i kapacitetstariffen.

3.3.3 Illustration af tarifberegning

Omkostningsfordelingen og tarifberegning er illustreret i Figur 4 med et beregningseksempel baseret på data i

Nettoomkostninger 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-tarif: Andel, der indgår i nettarif	TSO-tarif: Andel, der indgår i effektabonnement
Indtægt fra forbrug med begrænset netadgang	23	2	25				
Nettab	630	70	700	100%	0%	100%	0%
Infrastruktur	1.727	148	1.875	75%	25%	0%	100%
I alt	2.380	220	2.600				

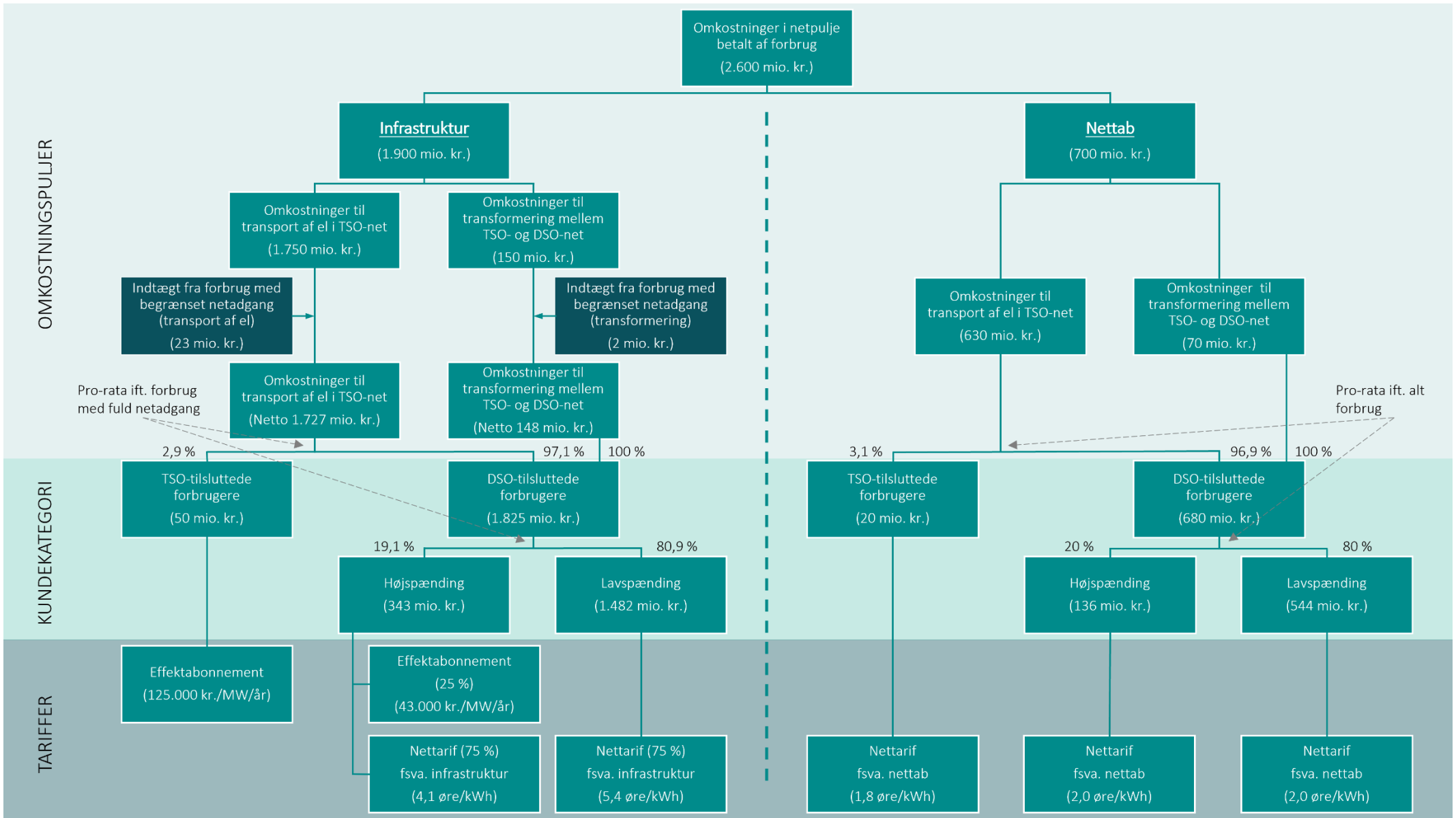
Tabel 2. Tariffer og omkostninger er særligt følsom for udsving i elspotpriser, flaskehalsindtægter og elforbrug/ønsket trækningskapacitet.

Energidata	TSO-net	DSO-net - højspænding	DSO-net - lavspænding	I alt
Forbrug tilsluttet med fuld netadgang (GWh)	1.000	6.300	27.200	34.500
Forbrug tilsluttet med begrænset netadgang (GWh)	100	500	0	600
Forbrug i alt (GWh)	1.100	6.800	27.200	35.100
Forbrugsandel kollektiv net med fuld netadgang i alt (Pct.)	2,9%	18,3%	78,8%	100%
Forbrugsandel kollektiv forbrug i alt (Pct.)	3,1%	19,4%	77,5%	100%
Forbrugsandel DSO-net (fuld netadgang) (Pct.)		18,8%	81,2%	100%
Forbrugsandel DSO-net (forbrug i alt) (Pct.)		20,0%	80,0%	100%
Estimeret effekt (fuld netadgang) (MW)	400	2.000	N.A.	
Estimeret effekt (begrænset netadgang) (MW)	100	1.000	N.A.	
Estimeret effekt i alt (MW)	500	3.000	N.A.	
Fuldlasttimer for kunder med begrænset netadgang (timer)	1.000	500		
Reduktion i tarif ved begrænset netadgang	66,7%	66,7%		

Bruttoomkostninger 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
Nettab	630	70	700
Transmissionsnet - D&V	280	20	300
Transmissionsnet - Forrentning	640	60	700
Transmissionsnet - afskrivninger	830	70	900
I alt	2.380	220	2.600
Fordeling	92%	8%	100%

Nettoomkostninger 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-tarif: Andel, der indgår i nettarif	TSO-tarif: Andel, der indgår i effektabonnement
Indtægt fra forbrug med begrænset netadgang	23	2	25				
Nettab	630	70	700	100%	0%	100%	0%
Infrastruktur	1.727	148	1.875	75%	25%	0%	100%
I alt	2.380	220	2.600				

Tabel 2 Data til eksempel på beregning af tarif



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

3.4 Effektabonnement

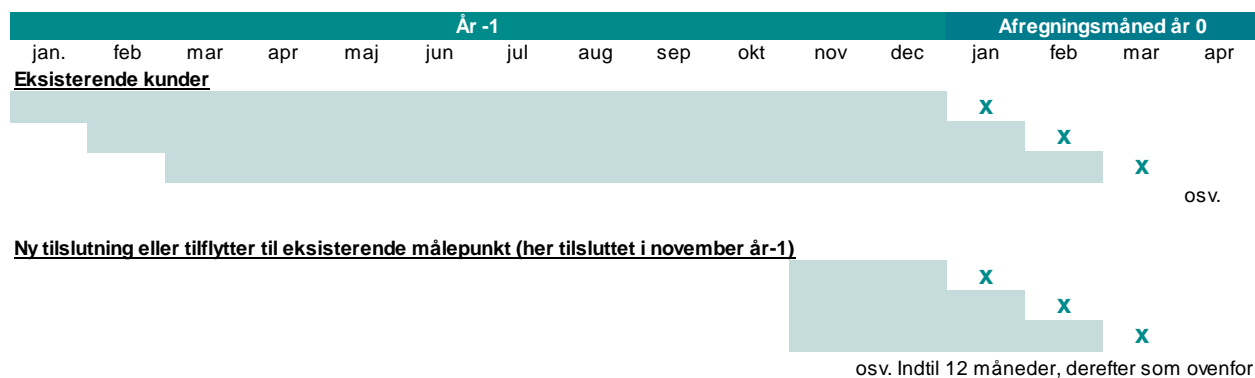
Effektabonnementet beskrevet i § 5 i metoden, er en årlig effektbetaling (kr./MW/år), og den fastsættes for systembrugere med fuld netadgang som systembrugerens forholdsmæssige del af 25 % af omkostningerne til afskrivning, forrentning, drift og vedligehold mv., jf. afsnit 3.2 om omkostninger i netpuljen, fratrukket den andel, der er finansieret af transitkompensation, flaskehalsindtægter og producentbetaling samt tarifindtægter fra forbrug med begrænset netadgang.

Det faste element bør relatere sig til den kapacitet, som den enkelte kunde med fuld netadgang 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 systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet. Energinet har ikke nettilslutningsaftaler med systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet 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 uigennemsigtigt, hvis tariferingsgrundlaget for den enkelte systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet er forskelligt i netselskabets og Energinets tarifiering. Endvidere er netomkostningerne til at servicere systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet mindre følsomt overfor samtidighed i forbruget, end de er for systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet, samtidig med at de enkelte distributionstilsluttede systembrugere typisk har et væsentligt mindre maksimaltræk end systembrugere i transmissionsnettet. Derfor er den individuelle trækningsret fra enkelte systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet ikke lige så afgørende for Energinets netplanlægning som den individuelle trækningsret fra en systembrugere, der forsynes fra transmissionsnettet. Derfor er det hensigtsmæssigt at benytte målt effekttræk som afregningsgrundlag for systembrugere der forsynes fra distributionssystemet.

Derfor foreslår Energinet, at effektbetalingen for systembrugere, der forsynes fra distributionssystemet, opkræves på samme grundlag som forventes implementeret i DSO'ernes effektbetaling; dvs. på baggrund af et beregnet maksimalt kapacitetstræk, opgjort på basis af det målte forbrug gennem de forudgående 12 måneder.

Dette er illustreret i Figur 5 for eksisterende og nye systembrugere. For eksisterende systembrugere opkræver Energinet effektabonnement pr. forbrugsmålepunkt (E17) ud fra gennemsnittet af de 10 timer med højst udtræk fra det kollektive net i de 12 foregående måneder opgjort i kW/time som opgjort i Energinets DataHub. Det maksimale effekttræk afrundes til hele kW. Den mindste enhed en systembruger kan afregnes for er således 1 kW. For nye installationer eller i tilfælde af, at en ny systembruger overtager et eksisterende målepunkt, opkræver Energinet effektabonnement pr. forbrugsmålepunkt (E17) ud fra gennemsnittet af de 10 timer med højst udtræk fra det kollektive net i opgjort fra nettilslutningstidspunktet/tilflytningen 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 systembrugerens maksimale træk fsva. forbrug med fuld netadgang.

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

3.5 Nettarif

Den variable tarif beskrevet i § 6 og 7, fastsættes så den dækker Energinets omkostninger til:

- Nettab fratrukket den andel, der er finansieret af transitkompensation og flaskehalsindtægter.
- 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.

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 elmarkedsdirektivet¹¹ og elmarkedsforordningen¹², 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 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, 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 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.

¹¹ 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.

¹² 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.

2 skal de kollektive elforsyningsvirksomheder offentliggøre tariffer og betingelser for brugen af elnettet.

Elforsyningslovens¹³ bestemmelser om fastsættelse af priser skal fortolkes i overensstemmelse med elmarkedsforordningens artikel 18's bestemmelser, jf. elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Energiklagenævnets praksis om kriteriet rimelig ifølge elforsyningslovens § 73, stk. 1, 1. pkt.

Energiklagenævnet¹⁴ fandt, at vurderingen af, om en tarif er fastsat efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier efter elforsyningslovens § 73, stk. 1, ikke alene skal foretages på baggrund af den samlede tarif. Vurderingen skal foretages i forhold til hvert enkelt driftsmæssigt forhold, som indgår i prisen. Dette sikrer, at en tarif er kostægte. [...]. Det påhviler således Energitilsynet efter elforsyningslovens § 73, stk. 1, at foretage en vurdering af hvert enkelt driftsmæssigt forhold, der indgår i den samlede tarif, og ikke alene vurdere den samlede tarif. Det forhold, at en tarif som helhed fremstår som rimelig, medfører ikke nødvendigvis, at de enkelte elementer, der indgår i tariffen, er rimelige.

4.3 Elmarkedsforordningen

Elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 1, lyder som følger:

”1. Afgifter, der opkræves af netoperatører for adgang til net, herunder afgifter for tilslutning til net, afgifter for brugen af net og i givet fald afgifter i tilknytning til styrkelse af net, skal afspejle omkostningerne, 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. Disse afgifter omfatter ikke ikke-relaterede omkostninger, der støtter ikke-relaterede politiske målsætninger.”

Elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 2, fastsætter dertil, at metoder for tariffer skal afspejle Energinets faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamentter til TSO'er på både kort og lang 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.

Elmarkedsforordningens artikel 18, stk. 2, har følgende ordlyd:

”2. Tarifmetoder skal afspejle transmissionssystemoperatørers og distributionssystemoperatørers faste omkostninger og tilvejebringe passende incitamentter til transmissionssystemoperatører og distributionssystemoperatører på både kort og lang 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.”

¹³ 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.

¹⁴ ENERGIKLAGENÆVNETS AFGØRELSE AF 24. SEPTEMBER 2010, J.NR. 1011-405 OG -406, OM TARIF FOR EL-DISTRIBUION TIL EN GROS-KUNDER

4.4 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 tariffer 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 systemansvars- og transmissionsydelser, til Forsyningstilsynet anmeldes priser, tariffer 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 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 Forsyningstilsynets godkendelse.

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

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. § 1¹⁵.

Energinet's 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.

¹⁵ § 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 kundekategori bør således hverken betale mere eller mindre end de omkostninger, som denne 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 med fuld netadgang 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.¹⁶

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.¹⁷

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.

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

¹⁷ 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.¹⁸

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 netbelastning eller trækingsret.

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, 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 i Tarifmodel 3.0 med indførelse af effektbetaling i deres egen nettarif; det bør være op til netselskaberne selv at afgøre, om de ønsker at gå længere efter indførelse af en TSO-DSO-model, hvor de skal integre tarifbetalingen til Energinet i deres egen tarifmodel for deres kunder.
- Effekttbetalingen betales i forhold til et beregnet maksimalt træk opgjort på basis af det målte forbrug, som kunden har haft fra det kollektive net i de seneste 12 måneder, 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 0) og at det vil være uigennemtsigtigt, hvis tariferingsgrundlaget for den enkelte kunde i DSO-nettet er forskelligt i netselskabets og Energinets tarifiering (jf. afsnit 0). 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. For systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem, er der tale om en videreførelse af nuværende princip. Forskellen begrundes i, at en eventuel tidsdifferentiering af energitariffen må afvente en TSO-DSO-model, så der sikres et samlet prissignal for brug ad 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 uigennemtsigtigt for den enkelte systembruger og da det endnu er

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

uafklaret om en spotprisafhængig energitarif vil blive indført af netselskaberne i en TSO-DSO-model.

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 energimarkedene, og som også fremgår af elmarkedsforordningen. Disse målsætninger omfatter blandt andet at sikre effektivitet i energianvendelsen, forsyningsikkerhed, fleksibilitet i energisystemet samt fleksibelt elforbrug, energilagring og energieffektivitet.¹⁹

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.

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

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.²⁰

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.²¹

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.²² Forskelligartede tariffastsættelsesmetoder kan af samme grund være i overensstemmelse med reguleringen.²³

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 haft tarifmetoden i høring fra den 11. oktober 2023 til 10. november 2023.

De høringssvar, som Energinet modtog i høringsprocessen, indgår i den endelige fastsættelse af metoden, jævnfør Energinets høringsnotat²⁴.

Høringen har afstedkommet, at Energinet har udarbejdet en supplerende metode, som giver mulighed for begrænset netadgang i forhold til transmissionsnettet for systembrugere, der forsynes fra et distributionssystem og er tilsluttet 10 kV og derover. Der er gennemført separat høring for den metode og den anmeldes som en separat metode, men skal ses i sammenhæng med denne metode for nettarif for forbrug i distributionsnettet.

²⁰ 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."*

²¹ 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.

²² Se Forsyningstilsynets godkendelse af Energinets metode for producentbetaling af 21. december 2022, s. 28.

²³ 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.

²⁴ HØRINGSNOTAT - tarifmetode for forbrug i DSO-net (dok.nr.: 23/06533-20) og Høringssvar til nettarif for DSO-tilsluttede forbrugere på 10 kV og derover - indscannet til FSTS (dok.nr.: 23/06533-22).

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.

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 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 DSO-nettet			1) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH (FULD rådighed)	2) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH (afbrydelig)	3) 20 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 10 MW varmepumpe (havvand) med 4.000 FLH	5) 25 MW industrivsh. med 2.500 FLH	6) 15 MW elkedel med 750 FLH (FULD rådighed)	7) 15 MW elkedel med 750 FLH (afbrydelig)	
Nominel størrelse på forbrugsanlæg	MW		30	30	20	10	25	15	15	
Årligt antal fuldlasttimer for forbrugsanlæg	Antal		5.000	5.000	8.760	4.000	2.500	500	500	
Årsforbrug for anlæg MWh	MWh		150.000	150.000	175.200	40.000	62.500	7.500	7.500	
Heraf årsforbrug med begrænset rådighed	MWh		0	150.000	0	0	0	0	7.500	
Kapacitet med fuld rådighed	MW		30	0	20	10	25	15	0	
Kapacitet med begrænset rådighed	MW		0	30	0	0	0	0	15	
			FULD Rådighed	Afbrydelig	FULD Rådighed	FULD Rådighed	FULD Rådighed	FULD Rådighed	Afbrydelig	
			1) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH (FULD rådighed)	2) 30 MW fleksibel elektrolyse med 5.000 FLH (afbrydelig)	3) 20 MW baseload datacenter 8.760 FLH	4) 10 MW varmepumpe (havvand) med 4.000 FLH	5) 25 MW industrivsh. med 2.500 FLH	6) 15 MW elkedel med 750 FLH (FULD rådighed)	7) 15 MW elkedel med 750 FLH (afbrydelig)	
Med nuværende energitariffer	Enhed	Satser	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh
Nettarif - forbrug	øre/kWh	7,4	11.100.000	7,4	11.100.000	7,4	4.625.000	7,4	555.000	7,4
Nettarif - rabat for TSO-tilslutning	øre/kWh	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Nettarif - forbrug - TOTAL	øre/kWh	7,4	11.100.000	7,4	12.964.800	7,4	4.625.000	7,4	555.000	7,4
Systemtarif - forbrug - TOTAL	øre/kWh	6,4	9.600.000	6,4	11.212.800	6,4	4.000.000	6,4	480.000	6,4
Total (NUVÆRENDE) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)	øre/kWh	13,8	20.700.000	13,8	24.177.600	13,8	8.625.000	13,8	1.035.000	13,8
Med nye nettariffer - samt ny systemtarif og mulighed for begrænset netadgang	Enhed	Satser	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh	DKK	Øre/kWh
Nettarif - energielement - FULD RÅDIGHED	øre/kWh	6,1	9.150.000	6,1	10.687.200	6,1	3.812.500	6,1	457.500	6,1
Nettarif - energielement - BEGRÆNSET RÅDIGHED	øre/kWh	3,5	0	0,0	5.230.500	3,5	0	0,0	261.525	3,5
Nettarif - kapacitetslement - FULD RÅDIGHED	kr./MWh/år	43.000	1.290.000	0,9	0	0,0	1.075.000	1,7	645.000	8,6
Nettarif - kapacitetslement - BEGRÆNSET RÅDIGHED (sats = 1/3 af FULD RÅDIGHED)	kr./MWh/år	14.333	0	0,0	430.000	0,3	0	0,0	0	0,0
Nettarif - forbrug - TOTAL			10.440.000	7,0	5.660.500	3,8	4.887.500	7,8	1.102.500	14,7
Ny Systemtarif (abonnement)	DKK	180	180	0,00	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	1.920.000	4,80	360.000	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	0	0,00
Systemtarif - forbrug - TOTAL			5.040.180	3,36	5.040.180	3,36	1.920.180	4,80	360.180	4,80
Total (NY) - forbrugstariffer (ved TSO-tilslutning)			15.480.180	10,3	10.700.680	7,1	6.787.680	12,6	1.462.680	19,5

Tabel 3 Konsekvensberegninger på Energinets tarifreform²⁵

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 500. Det resulterer i et årligt forbrug på 7,5 GWh. I eksemplet, der gennemgås, har elkedlen fuld netadgang ift. transmissionsnettet, uanset om den 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 1,0 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 43.000 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.

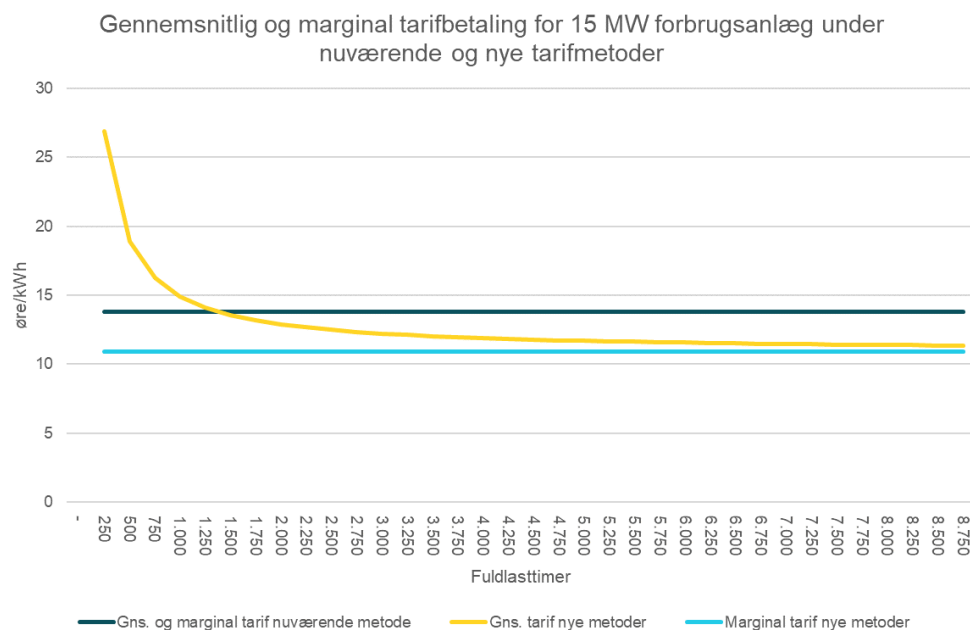
Med den nye metode for effektabonnement og nettarif betaler elkedlen 1,1 mio. kr., svarende til en gennemsnitlig betaling på 14,7 øre/kWh ved det antagne antal årlige fuldlasttimer.

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

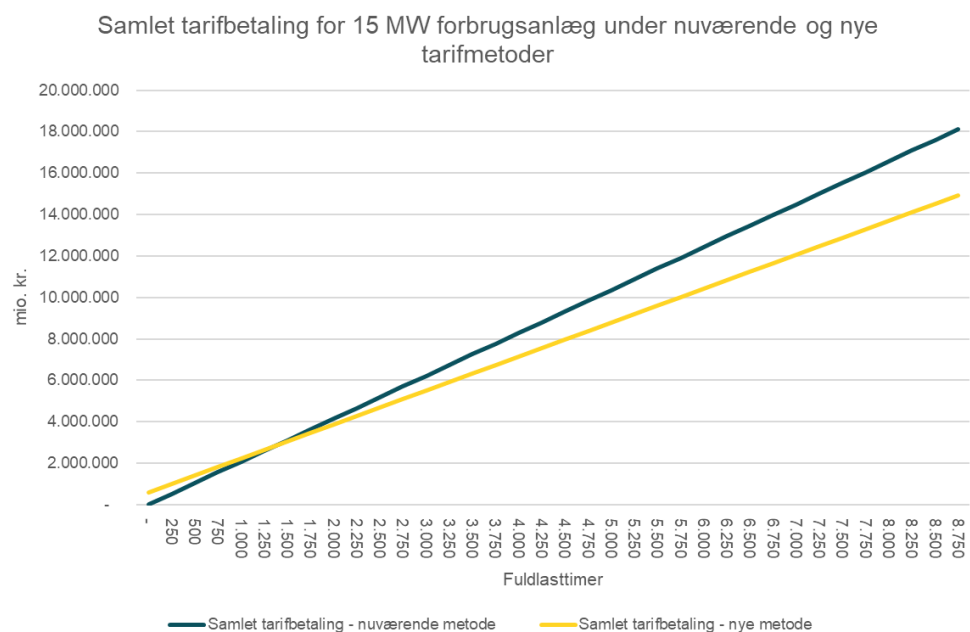
Med den samlede tarifreform vil et elkedlen i eksemplet og med det antagne antal årlige fuldlasttimer få øget den gennemsnitlige betaling til Energinet til 19,5 øre/kWh mod 13,8 øre/kWh med de nuværende tariffer.

Vælger elkedlen begrænset netadgang, så vil den samlede tarifbetaling falde til 0,8 mio. kr., svarende til 11,2 øre/kWh.

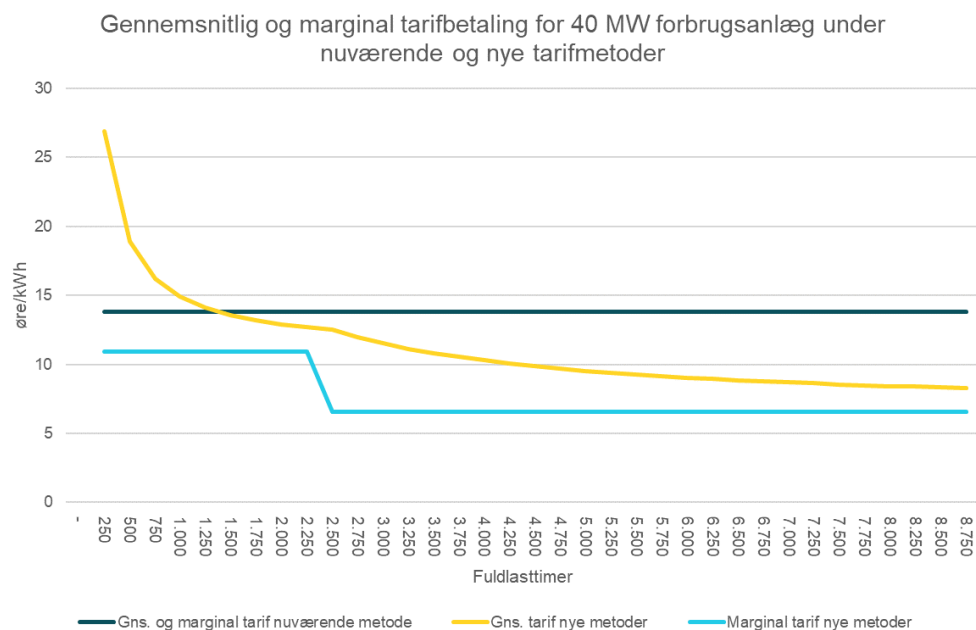
I nedenstående figurer er den gennemsnitlige, den marginale og den samlede tarifbetaling under forskellige antal fuldlasttimer illustreret for forbrugsanlæg på 15 og 40 MW, hvor sidstnævnte har et forbrug over 100 GWh efter 2.500 fuldlasttimer og dermed betaler reduceret systemtarif for den del af forbruget,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



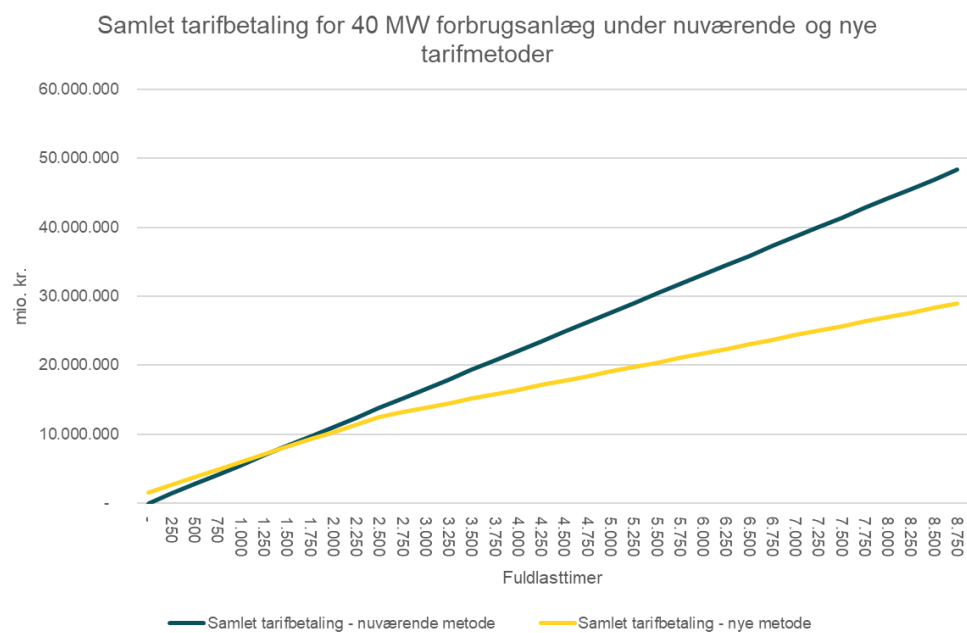
Figur 6 Gennemsnitlig og marginal tariffbetaling for forbrugsanlæg på 15 MW



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