



ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

Dato:
6. juni 2023

Forfatter:
JSS/JSS

NOTAT

NOTAT TIL INTERESSENTMØDE JUNI 2023 - OVERVEJELSER OM NY OPKRÆVNINGSMODEL FOR NETTARIF FOR DSO-TILSLUTTEDE KUNDER

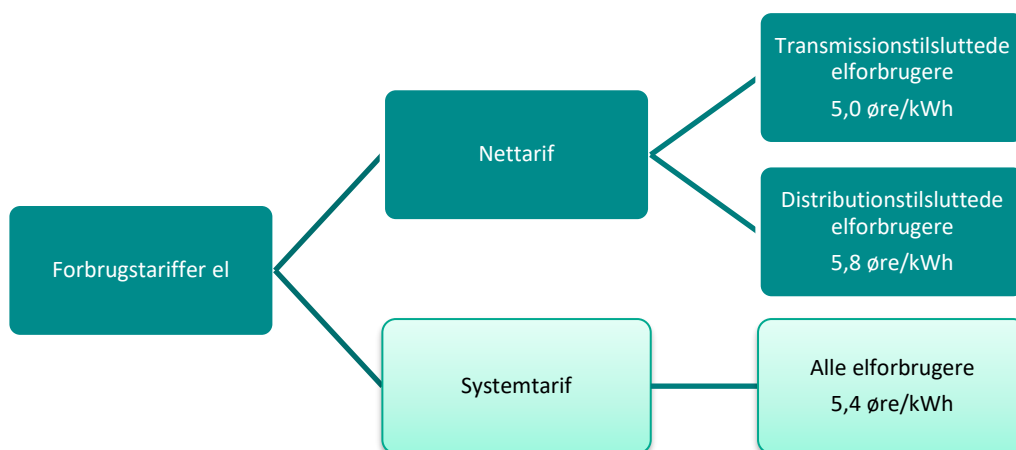
Indhold

1. Indledning.....	2
2. Omkostninger i nettariffen	4
3. Energinets nettariffer for TSO-tilsluttede elkunder.....	5
4. Netselskabernes nettariffer i DSO-nettet (Tarifmodel 3.0)	6
5. Energinets nettariffer for industrielle DSO-kunder elkunder	7
5.1 Overvejelser omkring fordeling imellem kapacitetsbetaling og energibetaling ...	7
5.2 Overvejelser om kapacitetstarif.....	8
5.3 Overvejelser om energitarif	9

1. Indledning

Dette dokument omhandler en *midlertidig* fremtidig nettarif for distributionstilsluttede kunder.

Energinet's 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.



Figur 1 Illustration af nuværende eltariffer for forbrug

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. For nogle nye forbrugstyper er der derimod ikke den samme sammenhæng. Det er årsagen til, at Energinet agter at omlægge nettariffen til en kapacitetsbetaling.

Energinet har netop afholdt en offentlig høring af et forslag til ny nettarif for elforbrugere tilsluttet direkte i transmissionsnettet. Forslaget indebærer, at den nuværende energitarif deles i en kapacitetstarif, der dækker omkostninger til infrastrukturen og en energitarif, der dækker omkostninger til nettab. Energinet vurderer, at nettariffen derved samlet set bliver mere kostægte.

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 DSO-tilsluttede kunder fremadrettet opkræves ved de fysisk tilsluttede distributionsnet fremfor hos slutkunderne i DSO-nettet (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 (GPD) og Energinet om at udvikle en TSO-DSO-model. Det forventes nu, at en sådan model kan virke fra 2027.

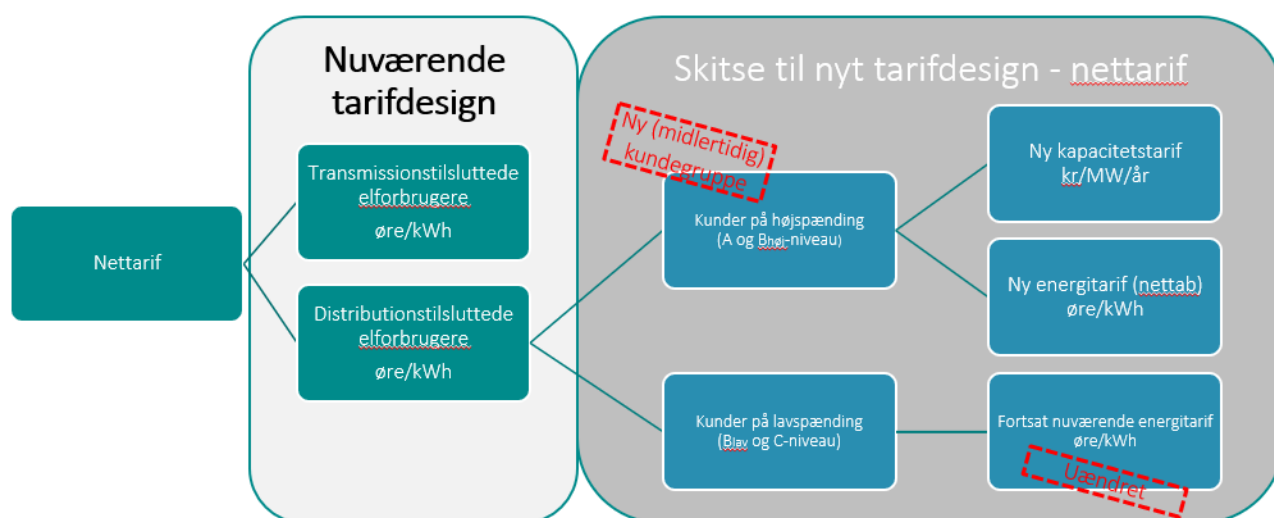
Der er imidlertid behov for hurtigere ændringer i tarifstrukturen primært på grund af et aktuelt behov for afklaring af rammevilkår for elforbrugere med direkte linjer i DSO-nettene, men også for at sikre et prissignal på kapacitet til alle større kunder.

Derfor ønsker Energinet at indføre *midlertidige* ændringer i designet af nettarriffen for elforbrugere tilsluttet på 10 kV og 50/60 kV-nettet i distributionsnettet med virkning fra 1. januar 2025. Den midlertidige tarif skal virke indtil en TSO-DSO-model kan implementeres.

Ligesom for transmissionstilsluttede elforbrugere ønsker Energinet at opkræve en del af omkostningerne via en kapacitetstarif, og modellen tager afsæt i det tarifdesign, Energinet har foreslået for denne kundegruppe. Ændringerne skal fungere som en trædesten for TSO-DSO-modellen. Derfor er et af designkriterierne, at de midlertidige ændringer i vid udstrækning vil skulle kunne overføres til en tarifering direkte hos distributionselskaberne tilsluttet transmissionsnettet, når dette i øvrigt er muligt. Dette vil indebære, at Energinet i tvivlstilfælde læner sig op ad Energinets eksisterende tarifmodel og skeler til netselskabernes tarifmodel, fordi det vil give DSO'erne rum til senere hen at videreføre TSO-tariffen på den måde, som de finder mest passende.

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, og der skal ikke udvikles specialløsninger for Energinets tarifering af kunder med direkte linjer i distributionsnettet.

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

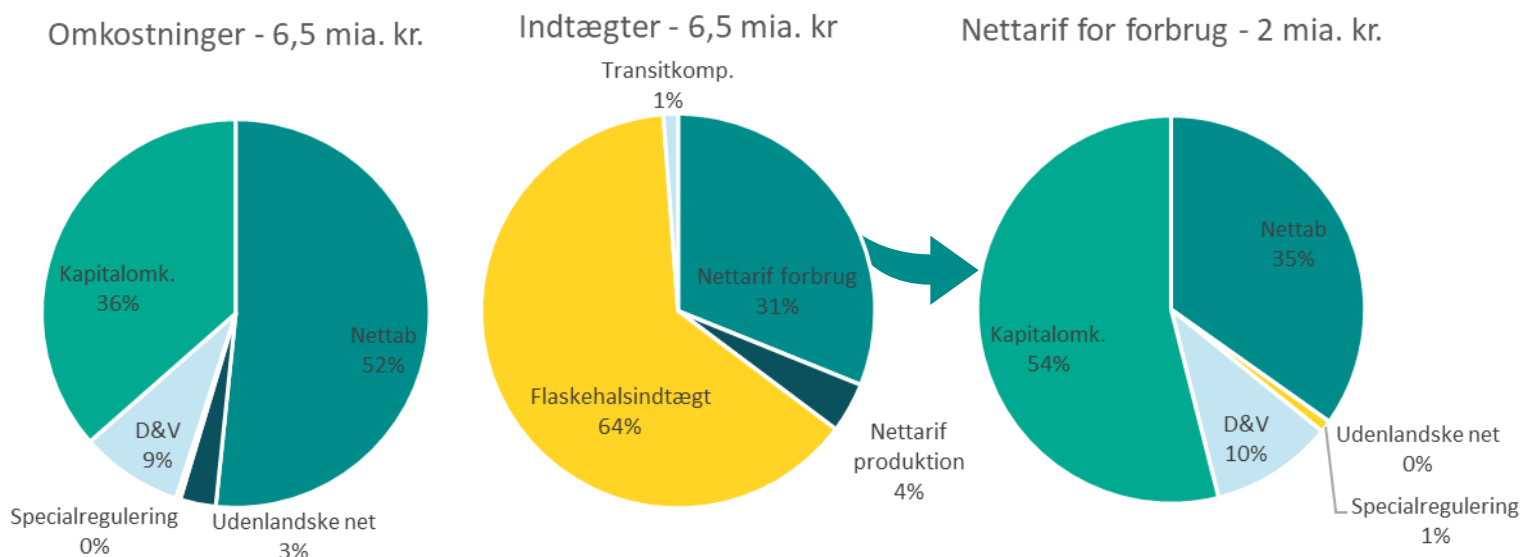


Figur 2 Illustration af nyt design af nettarif for distributionstilsluttede elforbrugere

2. Omkostninger i nettariffen

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 flaskehalsindtægter¹, transitkompensation og indfødningsstarif for produktion, mens den resterende del dækkes af nettariffen for forbrug.

Figur 3 illustrerer omkostninger i netpuljen i budget 2023 til venstre og de relaterede indtægter midtfor. Figuren til højre viser nettoomkostningerne, der skal dækkes af nettariffen for forbrug, når der er taget højde for de øvrige indtægtskilder.



Figur 3 Omkostninger og indtægter i netpuljen (Budget 2023)

I det følgende er der en kort vurdering af, hvad der driver omkostningerne i nettariffen og om omkostningerne er faste eller variable på 1-2 års sigt og hvad de er variable ift, samt hvordan omkostningerne bør opkræves.

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 producenter føder ind i nettet, forbrugere trækker ud eller hvad der udveksles med andre lande.

- Omkostningerne bør derfor opkræves som et variabelt element, dvs. mest oplagt en pris pr. kWh.

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% af de omkostninger, som nettariffen skal dække i figuren til højre i Figur 3.

¹ Artikel 19 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943) fastsætter regler for, hvorledes indtægter fra udvekslingsforbindelser (flaskehalsindtægter) kan anvendes. Anvendelsen af indtægterne sker efter en metode, der er anmeldt af ENTSO-e og godkendt af ACER i december 2020 (Use of Congestion Income (UCI) Methodology). 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.

Behovet for **specialregulering** opstår, når der er fysiske flaskehalse i TSO-nettet internt i budzoner. Omkostningerne er variable og det er nettets topologi og placeringen af forbrug og produktion ift. flaskehalse i nettet, der har indflydelse på størrelsen af disse omkostninger. De er således primært relateret til kapacitetsbegrænsninger i TSO-nettet, specielt i særlige driftssituationer med store område-ubalancer og ofte i kombination med udetid på forbindelser i transmissionsnettet. De er således ikke særligt relateret til mængden af energi, der løber igennem systemet, men til kapacitetsbegrænsninger i nettet i særlige situationer.

- Afhængigheden til kapaciteten i nettet taler for, at omkostningerne opkræves som en fast tarif, dvs. mest oplagt en årlig pris pr. MW.

Omkostninger til **udenlandske net** vedrører bl.a. markedsgebyrer for handel på børser mv., håndtering af flaskehalsindtægter etc.

- Disse omkostninger er som hovedregel faste eller afhængige af kapacitetsudvekslinger mod udlandet, og de er som udgangspunkt fuldt dækket af flaskehalsindtægter. Afhængigheden til kapaciteten i nettet taler for, at en eventuel residualomkostning indregnes som en del af den faste tarif, dvs. mest oplagt en årlig pris pr. MW.

Afskrivninger og forrentning af den etablerede elinfrastruktur er en fast omkostning på kort og mellemlangt sigt. De er ikke afhængige af den transporterede mængde el på kort eller mellemlangt sigt, og elinfrastrukturen er i øvrigt dimensioneret ift. kapacitetsbehov (maksimaleffekt) snarere end transporteret mængde el (energi). Omkostningerne varierer på langt sigt med kapacitetsbehov i nettet, og de kan derfor i et kort til mellemlangt tidsperspektiv betragtes som faste omkostninger, som primært er relateret til kapaciteten i nettet.

- Omkostningerne bør derfor for en stor del opkræves som et fast element ift. kapacitet, dvs. mest oplagt med en betydelig andel i form af en årlig pris pr. MW.

Omkostninger til **drift og vedligehold** af elinfrastrukturen, inkl. personaleomkostninger mv. er på kort og mellemlangt sigt ikke variable i særligt høj grad. Omkostningerne varierer ikke væsentligt i forhold til belastningen af nettet, men mere i forhold til størrelsen af og alderen på nettet.

- Omkostningerne følger dermed for en stor del anlægsmassens størrelse ligesom kapitalomkostningerne, og bør derfor opkræves på samme måde; dvs. for en stor del som en årlig pris pr. MW.

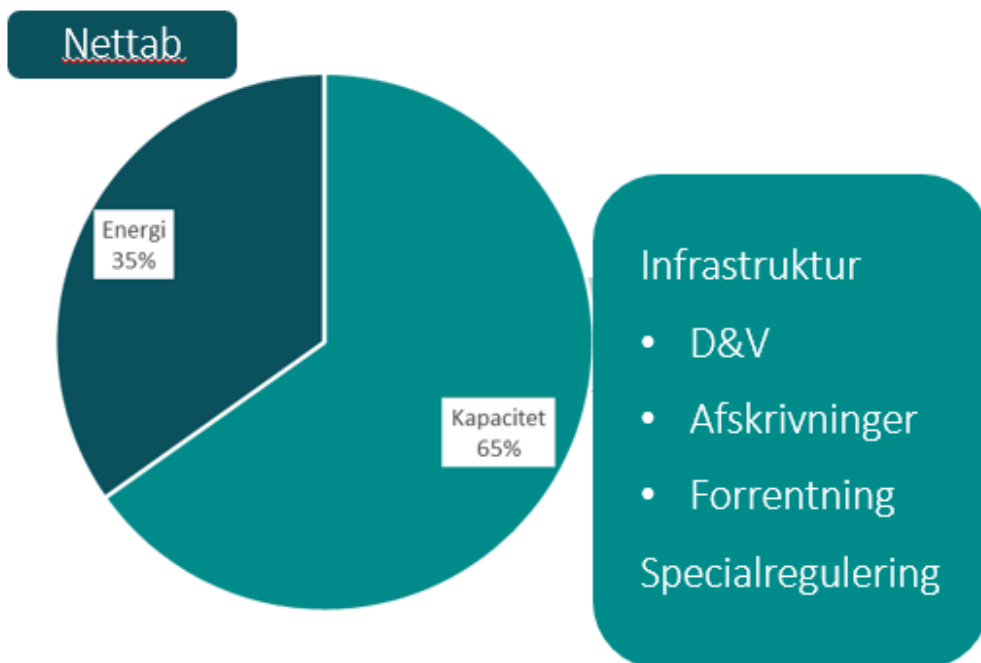
I den nuværende tarifmodel fastsættes nettatariffen ved at fordele netto-omkostningerne ud på alle de forventede forbrugte kWh.

Som det fremgår ovenfor, så er det hovedsageligt omkostningerne til nettab, der afhænger af hvor meget el, der bliver transporteret gennem systemet, mens omkostninger til drift og vedligehold, specialregulering og kapitalomkostninger i højere grad afhænger af kapaciteten i elnettet. Derfor overvejer Energinet at opkræve en betydelig del af de sidstnævnte omkostninger gennem et fast element pr. MW i nettilslutningen fremfor pr. kWh forbrugt.

3. Energinets nettatariffer for TSO-tilsluttede elkunder

Som nævnt indledningsvis, så har Energinet netop afholdt en offentlig høring af et forslag til ny nettarif for elforbrugere tilsluttet direkte i transmissionsnettet. Dette forslag beskrives kort i dette afsnit, da grundelementerne også foreslås anvendt for distributionstilsluttede forbrugere. Tarifmodellen for transmissionstilsluttede forbrugere indebærer, at

- Omkostninger til at drive, vedligeholde og udbygge infrastrukturen opkræves via en kapacitetstarif. Tariffen betales i forhold til det træk fra nettet, der er aftalt i nettilslutningsaftalen mellem forbrugeren og Energinet.
- Omkostninger til nettab opkræves via en energitarif, der varierer med elspotprisen på timebasis. Tariffen betales af elforbrug trukket fra det kollektive net.



Figur 4 Fordeling af omkostninger på tarifelementer for transmissionstilsluttede elforbrugere

Der er imidlertid nogle forskelle mellem transmissions- og distributionstilsluttede kunder, der kan medføre, at tarifmodellen for de to kundegrupper er lidt forskellige. Dette vil blive uddybet i afsnit 5.

4. Netselskabernes nettariffer i DSO-nettet (Tarifmodel 3.0)

I designet af Energinets midlertidige tarif for elforbrugere i distributionsnettet har det ligeledes betydning, hvorledes netselskaberne tariffer er designet, så tarifferne giver ens incitamenter og så den midlertidige model bliver en trædesten på vejen mod TSO-DSO-modellen. Netselskabernes tarifstruktur er i hovedtræk

- Omkostninger til måling og kundefølgelse opkræves via et fast abonnement, der varierer i forhold til tilslutningspunkt i nettet.
- Kunder på højspænding (Bhøj, Alav og Ahøj) 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 (Blav og C) opkræves en energitarif, der dækker deres andel af omkostninger til nettab, drift, vedligehold og udbygning 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.

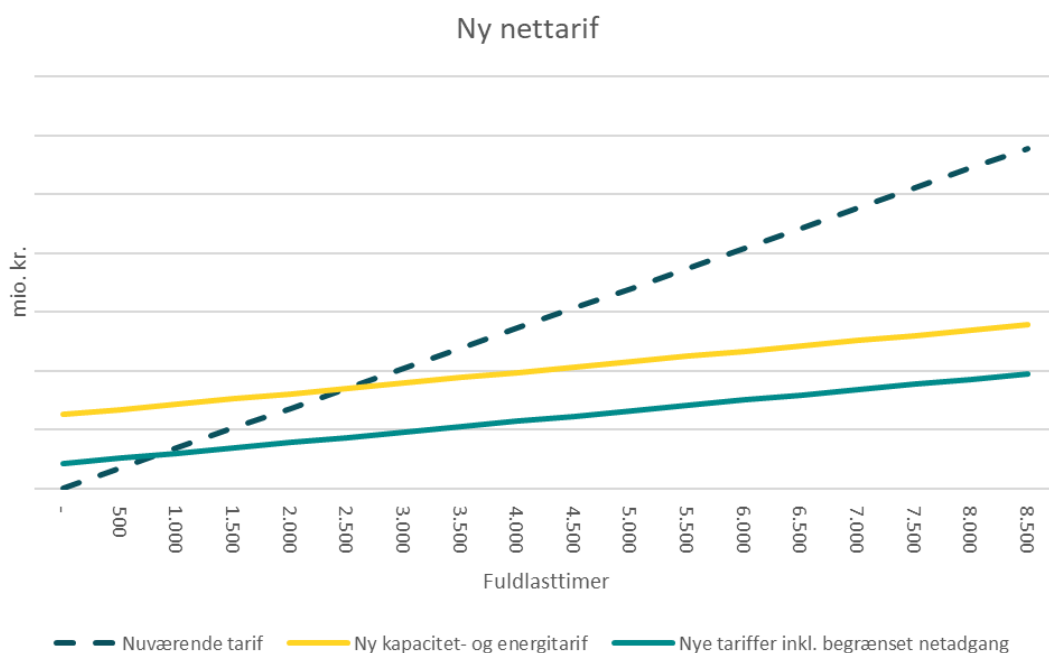
5. Energinets nettariffer for industrielle DSO-kunder elkunder

Som belyst i afsnit 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 tyngdepunktet for nettariffens opkrævning fra forbrugt energimængde til adgangen til kapacitet i transmissionsnettet. Som nævnt i afsnit 3 forventer Energinet fremadrettet at opkræve alle omkostninger til at drive, vedligeholde og udbygge infrastrukturen via en kapacitetstarif for transmissionstilsluttede forbrugere.

I dette afsnit beskrives forslag til ny nettarif for industrielle DSO-kunder (dvs. kunder tilsluttet 10 kV og derover), herunder forhold der giver anledning til at overveje forskelle i forhold til nettariffen Energinet har foreslået for transmissionstilsluttede kunder.

5.1 Overvejelser omkring fordeling imellem kapacitetsbetaling og energibetaling

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 2.500 timer/år). For elforbrugere tilsluttet transmissionsnettet forventer Energinet at kunne tilbyde et produkt, der giver begrænset netadgang (afventer Forsyningstilsynets godkendelse). Elforbrugeren betaler, forudsat endelig metodegodkendelse, en reduceret kapacitetstarif (33 pct.) mod at acceptere afbrydelser i situationer, hvor nettet er presset. Muligheden for at ansøge om begrænset netadgang vil gøre det muligt for fleksible kunder at afbøde den prisstigning, som overgangen til en kapacitetstarif ellers ville medføre. Forskellen mellem nuværende og nyt tarifdesign for transmissionstilsluttede elforbrugere er illustreret i Figur 5.



Figur 5 Samlet tariffbetaling for elkunder i transmissionsnettet under nuværende og nyt tarifdesign.

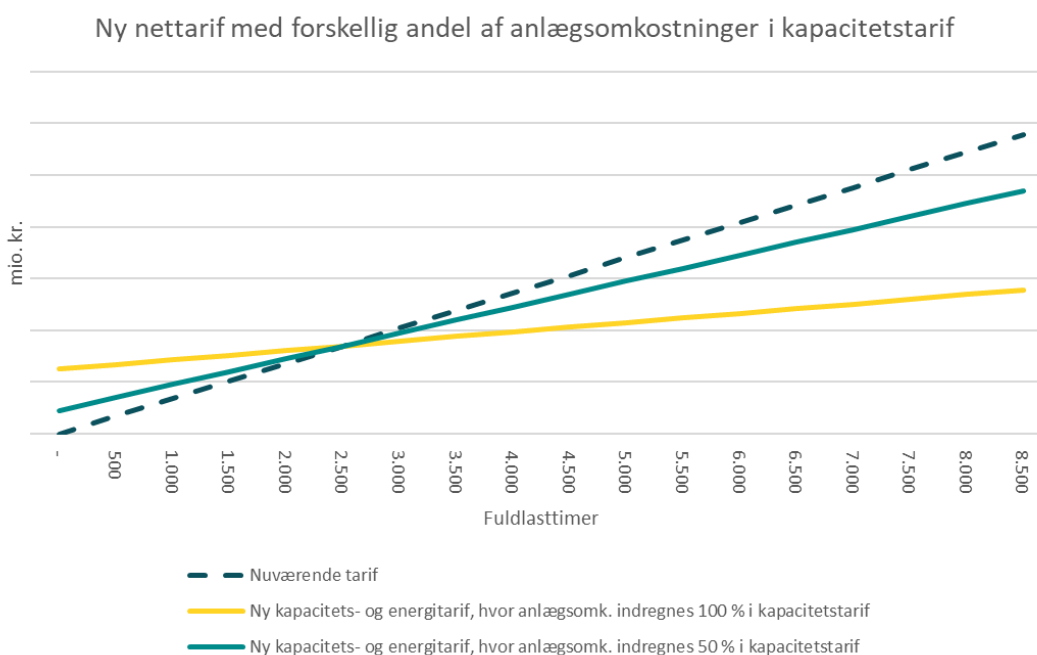
Der er nogle forskelle i forhold for transmissions- og distributionstilsluttede forbrugere, som giver anledning til at overveje, hvor mange omkostninger, der skal indregnes i en kapacitetstarif for distributionstilsluttede forbrugere:

- Energinet har ikke et produkt, hvor elforbrugere tilsluttet i distributionsnettet kan ansøge om begrænset netadgang og højspændingskunder med få driftstimer i distributionsnettet stilles væsentligt dårligere end i dag, hvis alle omkostninger indregnes i kapacitetstariffen.
- Netselskaberne indfaser kapacitetsbetaling for industrielle kunder og indregner indtil videre 25 % af omkostningerne til infrastruktur i deres effektbetaling.

I en fremtidig DSO-TSO-model vil det som nævnt være netselskaberne, der indarbejder Energinets nettarif i et samlet prissignal til slutkunden. Da det er endnu ikke fastlagt hvorledes omkostningsfordelingen på energi- og kapacitetstarif bliver i en TSO-DSO model, vurderer Energinet det mest hensigtsmæssigt at indfase kapacitetsbetaling for industrielle DSO-kunder. Derfor foreslår Energinet, at op til 50 % af omkostningerne til infrastruktur og specialregulering indregnes i en kapacitetstarif for industrielle DSO-kunder, mens den resterende andel af omkostningerne indregnes i energitariffen.

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.

Effekten af forskellig indregning af omkostninger i kapacitetstarif er illustreret i Figur 6.



Figur 6 Samlet tariffbetaling for elkunder under forskellig indregning af anlægsomkostninger i kapacitetstariffen.

5.2 Overvejelser om kapacitetstarif

Det faste element bør relatere sig til den kapacitet, som den enkelte kunde har til rådighed, da det netop skal dække 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 3 anvender Energinet *aftalt* træk med elforbrugere tilsluttet transmissionsnettet, mens netselskaber, som beskrevet i afsnit 4, 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 uigennemsigtigt, hvis tarifieringsgrundlaget for den enkelte kunde i DSO-nettet er forskelligt i netselskabets og Energinets tarifiering. Desuden er netomkostningerne til at servicere kunder tilsluttet direkte i transmissionsnettet mindre følsomt overfor samtidighed i forbruget, end de er for distributionstilsluttede kunder. Derfor er det hensigtsmæssigt at benytte målt effekttræk som afregningsgrundlag for distributionstilsluttede kunder.

Derfor foreslår Energinet, at kapacitetstariffen for distributionstilsluttede elforbrugere opkræves på samme grundlag som forventes implementeret i DSO'ernes kapacitetsbetaling; dvs. på baggrund af det maksimale kapacitetstræk, der er målt gennem de foregående 12 måneder.

5.3 Overvejelser om energitarif

Den variable tarif fastsættes, så den jf. kapitel 2, bidrager til at dække de resterende dele af Energinets omkostninger til kapacitetsomkostninger og D&V, mv. samt alle omkostninger til nettab.

Både netselskaberne og Energinet opkræver energitarif af det elforbrug, der aftages fra det kollektive net. Som nævnt i afsnit 3 varierer Energinets nye foreslåede nettabstarif for TSO-tilsluttede kunder med elspotprisen på timebasis, mens netselskabernes energitarif beskrevet i afsnit 4, varierer over døgnet med høj- og lavlastzoner, der er forskellige i sommer- og vinterhalvåret.

Energinets nuværende energitarif fastsættes som udgangspunkt for et år ad gangen og er ens i alle årets timer.

Energinet foreslår at videreføre energitariffen som en flad energitarif. Energinets omkostningsstruktur giver ikke grundlag for at indføre en statisk tidsdifferentieret energitarif, som den netselskaberne anvender. En spotprisafhængig energitarif, som netselskaberne sandsynligvis ikke vil videreføre i en TSO-DSO-model, kan virke uønsket og uigennemsigtig for nogle industrielle DSO-kunder med et stabilt forbrug.