



ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
31. januar 2023

Forfatter:
JSS/OKJ

NOTAT

OVERVEJELSER OM NY OPKRÆVNINGSMODEL FOR NETTARIF FOR TSO-TILSLUTTEDE KUNDER - NOTAT TIL INTERESSENTMØDE FEBRUAR 2023

Indhold

1. Indledning.....	2
2. Omkostninger i nettariffen	2
3. Fremtidig tarifstruktur og provenufordeling imellem TSO- og DSO-niveau	5
4. Nettariffer for TSO-tilsluttede elkunder	5
4.1 Kapacitetstarif.....	5
4.2 Energitarif	6
4.3 Tilslutningsbidrag.....	7
5. Snitflader til andre tarifelementer	7
6. Tarifestimater	7

1. Indledning

Energinet's nuværende nettarif opkræves ens hos alle slutkunder som en energitarif, uanset hvor i elnettet de er tilsluttet. Det beror delvist på en historisk præmis om, at al strøm leveres oppe fra transmissionsnettet og ned gennem distributionsnettene til slutforbrugeren, men også på en præmis om, at transmissionsnettet samtidig udgør fundamentet for hele det kollektive net.

Energitariffen har været en enkel og letforståelig tarif, men fremadrettet er selve energiforbruget ikke et omkostningsægte mål for den nytte, som slutforbrugeren rent faktisk har af transmissionsnettet og de omkostninger, som de giver anledning til. De fleste omkostninger påvirkes af kapaciteten i nettet og ikke af, hvor meget energi, der transporteres, selvom der selvfølgelig er en sammenhæng mellem kapacitet og transporteret energi. En anden uheldsmæssighed ved den nuværende tarifmodel er, at den fysiske udveksling mellem DSO-net og TSO-net ikke tariferes overhovedet.

Energinet vurderer, at nettariffen bliver mere kostægte ved at indføre et kapacitetslement, der dækker dele af omkostningerne til transmissionsnettet. Det vil også fremme investeringer i nyt og fleksibelt elforbrug som elsystemet (og VE-integrationen) har brug for, idet fleksibelt elforbrug netop har mulighed for at optimere på kapacitetsbehov.

På kort sigt har Energinet behov for at fastlægge nettariffen for de store forbrugere i transmissionsnettet. Der er et presserende behov for det pga. den forventede snarlige indførelse af en mulighed for at etablere forbrug og produktion, som er forbundet til hinanden med Direkte Linier bag måleren, så der kan gives mere klarhed om de fremtidige økonomiske vilkår, hvilket kan være afgørende for mange store investeringsbeslutninger i en nær fremtid.

På lidt længere sigt forventes også netselskabernes andel af nettariffen opkrævet som en kapacitetstarif med forholdsmæssig fordeling mellem alle netselskaber med snitflade til transmissionsnettet.

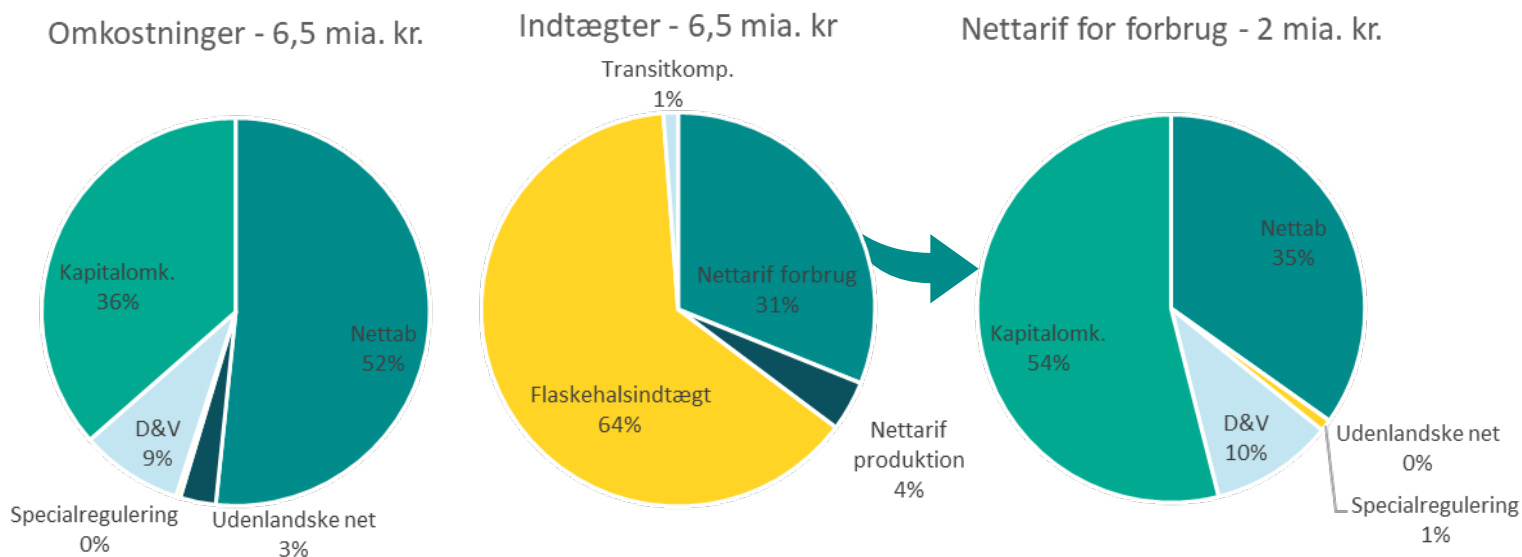
På den baggrund ønsker Energinet på lidt længere sigt at etablere et nyt kundeforhold, så nettariffen for forbrug fra de DSO-tilsluttede kunder fremadrettet opkræves ved de fysisk tilsluttede distributionsnet fremfor hos slutkunderne i DSO-nettet. Herved kommer hele Energinets nettarif til at blive opkrævet 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.

2. Omkostninger i nettariffen

Netpuljen indeholder Energinets omkostninger relateret til udbygning og drift af transmissionsnettet. Omkostningerne dækkes delvist af flaskehalsindtægter¹, transitkompensation og indfødningsstarif for produktion, mens den resterende del dækkes af nettarif for forbrug.

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 naboer områder 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.

Figur 1 nedenfor illustrerer omkostninger i netpuljen i budget 2023 til venstre og de relaterede indtægter midtfor. Figuren til højre viser nettoomkostningerne, der skal dækkes af nettarriffen for forbrug, når der er taget højde for de øvrige indtægtskilder.



Figur 1 Omkostninger og indtægter i netpuljen (Budget 2023)

I det følgende er der en kort vurdering af, hvad der driver omkostningerne i nettarriffen 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 nettarriffen skal dække i figuren til højre i Figur 1.

Behovet for **specialregulering** opstår, når der er fysiske flaskehalse i nettet. 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 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.

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.

Kapitalomkostninger vedrører afskrivninger og forrentning af den etablerede elinfrastruktur. 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, da der ikke meningsfuldt kan stoppes med drift og vedligehold af elinfrastrukturen. 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 nettoomkostningerne 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.

Med udgangspunkt i omkostningsgennemgangen er nedenfor vist en fordeling mellem faste og variable omkostninger i TSO-nettet. Vurderingen er foretaget ud fra, om det har betydning for omkostningen, om der bliver transporteret mere eller mindre energi gennem systemet, og der er anvendt en tidshorisont på 1-2 år for hvad der er variabelt hhv. fast. (Med en lang tidshorisont bliver flere omkostninger variable, men ift. kapacitet i stedet for ift. energi).

Overvejende faste omkostninger	Overvejende variable omkostninger
Kapitalomkostninger	Nettab
Omkostninger til udenlandske net	
Drift og vedligehold	
Specialregulering	

Tabel 1 Opdeling i faste og variable omkostninger

Sammenholdt med omkostningsfordelingen for netpuljen i figur 1, giver dette et udfaldsrum, hvor et fast element kan udgøre mellem ca. 55% og 80%. Det faste element bør relatere sig til den kapacitet, som den enkelte kunde har rådighed til, 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.

3. Fremtidig tarifstruktur

Som belyst i kapitel 2 er 55-80% 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.

En ny tarifmodel for nettariffen kan umiddelbart implementeres for kunder tilsluttet transmissionsnettet, mens en tarifering af distributionselskaberne i snitfladen mellem transmissions- og distributionsnettet sandsynligvis kræver en tilpasning af bekendtgørelserne om indtægtsrammer for netselskaberne og måske en tilpasning af lovgivningen på området.

Desuden er der en række principielle forskelle imellem TSO-kunder og de fysisk tilsluttede distributionsnet, som der også skal tages hensyn til ifm. udarbejdelsen af tarifmetoderne. Derfor bliver det muligvis nødvendigt med en trinvis udrulning af en ny tarifmodel for nettariffen, hvor elkunder tilsluttet transmissionsnettet kan overgå til delvis kapacitetstarifering i 2024/25, mens det først kan udrulles til distributionselskaberne senere.

4. Nettariffer for TSO-tilsluttede elkunder

4.1 Kapacitetstarif

Den del af de TSO-tilsluttede elkunders andel af netpuljen, som skal opkræves som kapacitetstarif, fordeles forholdsmæssigt i kundegruppen ud fra de maksimale kapacitetstræk, der er aftalt mellem kunden og Energinet i nettilslutningsaftalen. Den aftalebaserede model kan eventuelt suppleres med sanktioner, såfremt den aftalte kapacitet overskrides indenfor aftaleperioden. Desuden skal en passende aftalelængde fastsættes, så det er muligt at hæve eller reducere det ønskede kapacitetstræk under hensyntagen til ledig kapacitet i nettet samt en rimelig bindingsperiode i forhold til de omkostninger som den oprindelige bestilte udtrækskapacitet har givet anledning til.

Ved overgangen til den nye model vil allerede tilsluttede kunder få mulighed for at revurdere deres ønskede maksimale kapacitetstræk.

For at afspejle belastningen af transmissionsnettet kan kapacitetstariffen opkræves geografisk differentieret efter samme områdeinddeling som producenterens indfødningsstarif.



Figur 4 Geografisk differentiering med forbrugsdominerede (lyse) områder og produktionsoverskuds- (blå) områder i producentbetalingen

4.2 Energitarif

Den variable tarif kan fastsættes, så den jf. kapitel 2, dækker dele af Energinets omkostninger til kapacitetsomkostninger og D&V, mv. samt alle omkostninger til nettab. Energinet's omkostninger til nettab bestemmes af:

- omkostninger til køb af el på børserne og til balancering af nettabet
- korrigeret med den sum penge som Energinet (netto) forventer at modtage fra transit kompensationsordningens variable del (ITC) i henhold til Artikel 49 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943).
- og korrigeret for den del af nettabsomkostningerne som dækkes af flaskehalsindtægter i henhold til Artikel 19 i EU-forordningen om det indre marked for elektricitet (EU 2019/943). Det vil i praksis sige, at nettab på udvekslingsforbindelser til naboer samt en mindre del af nettabet i AC-nettet dækkes af flaskehalsindtægter.

Prisen på nettab er baseret på den pris, som Energinet betaler for at købe el til dækning af nettab i transmissionsnettet og består af en spotpris tillagt handelsgebyrer og et fast tillæg til balancering af nettabet. Spotprisen beregnes på timebasis som et vægtet gennemsnit af områdepriserne i DK1 og DK2, hvor vægtene er nettabet i prisområdet andel af det samlede nettab i de to prisområder i det foregående år.

Den nuværende energitarif fastsættes som udgangspunkt for et år ad gangen. Det kan også gælde for den nye energitarif, men Energinet overvejer alternativt at lade en kommende tarif alene for nettabene variere på timebasis, hvor den løbende bestemmes ud fra elspotprisen.

Som udgangspunkt vil en energitarif skulle opkræves ens for TSO-tilsluttede kunder og DSO'erne.

4.3 Tilslutningsbidrag

Den nuværende metode for tilslutningsbetaling fra forbrugsanlæg, der tilsluttes i transmissionsnettet overvejes suppleret med et standardtilslutningsbidrag for de tilfælde, hvor der allerede er ledige felter i en station til det pågældende forbrugsanlæg. (Dette bidrag vil svare til producenttariffens stationsbidrag, hvor der opkræves med 7-12 mio. kr. pr. felt afhængig af spændingsniveau). For forbrugskunder, som skal tilsluttes transmissionsnettet i en ny station, betales tilslutningsbidrag fortsat ud fra de faktiske omkostninger baseret på nuværende nettilslutningsvilkår.

5. Snitflader til andre tarifelementer

Energinet har anmeldt en metode til Forsyningstilsynet, hvorefter kunder tilsluttet transmissionsnettet kan ansøge om "Begrænset netadgang" og "Midlertidigt begrænset netadgang".² Metoden er endnu ikke godkendt af Forsyningstilsynet.

Metoderne indebærer, at kunder kan blive nettilsluttet med vilkår om afbrydelighed og at afbrydeligheden modsvares af en lavere nettarif fsva. de dele af nettariffen, der svarer til omkostninger, der følger Energinet Eltransmissions anlægsmasse (dvs. forrentning og afskrivning samt drift og vedligehold). Disse omkostninger ligger i den nye kapacitetstarif og derfor vil det være denne tarif, der fremadrettet vil være reduceret for kunder med afbrydelighed.

6. Tarifestimater

Nedenfor er vist estimater for tariffer i en ny tarifmodel baseret på omregninger af Energinets 2023 tarif-niveau. **Estimaterne skal tages med et stort forbehold**, da den endelige tarifmodel ikke er endelig fastlagt, herunder fordelingen af omkostninger på de to tariffer samt fastsættelse af tariferingsgrundlaget.

I Energinet's udmeldte 2023 tariffer er der indregnet ekstraordinær tilbagebetaling af flaskehalsindtægter efter anmodning fra klima-, energi- og forsyningsministeren og partierne bag vinterhjælpsaftalen. Den udmeldte nettarif inklusive vinterhjælp er på 5,0 øre/kWh for transmissionstilsluttede forbrugere – uden vinterhjælp ville den have været 6,8 øre/kWh.

Hvis Energinet's omkostninger til nettab opkræves via en energitarif og de øvrige netomkostninger opkræves via en kapacitetstarif, så vil en omregning af 2023-tariffen uden vinterhjælp resultere i en kapacitetstarif på 125.000 kr./MW/år og en energitarif på 1,8 øre/kWh (ved en antaget elspotpris på 60 øre/kWh). Geografisk differentiering er ikke indarbejdet.

² Metodeanmeldelse - Energinets netprodukter for begrænset netadgang (Dok. 18/08139-155)