



Blanket til anmeldelse af netvirksomhedernes metoder

Sagsbehandlingstiden er ca. 1 måned for sager, hvor der ingen afvigelser er fra Green Power Danmarks branchevejledninger og ellers er sagsbehandlingstiden ca. 6 måneder.

Skema 1 – Anmeldelse af metoder for fastsættelse af tariffer, gebyrer og tilslutningsbidrag

Kontaktoplysninger			
Virksomhedens navn	L-NET A/S		
Virksomhedens adresse	Nupark 51, 7500 Holstebro		
Virksomhedens mailadresse	info@l-net.dk		
CVR-nr.	1007 6951		
Kontaktperson	Kamilla Sønderup		
Kontaktpersons mailadresse	kss@l-net.dk		
Kontaktpersons telefonnr.	7777 0011		
Netvirksomheden anmelder vedlagte metode(r) for:			
Tarifiering	X	Standardgebyrer	
Standardtilslutningsbidrag		Tilslutningsbidrag	

NB!

- En metode skal være anmeldt og GODKENDT, før den kan bringes i ANVENDELSE!
- Selve anmeldelsen af metoden samt selve godkendelsen skal offentliggøres på selskabets hjemmeside

FORSYNINGSTILSYNET
Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Følger anmeldelsen Green Power Danmarks branchevejledning om tarifiering af direkte linjer, industrielle egenproducenter og samplacerede anlæg ?	
Ja, uden afvigelser, jf. Forsyningstilsynets tilkendegivelse af den 24. juni 2025	X
Ja, delvis – vedlæg redegørelse og begrundelse for afvigelserne	
Nej – vedlæg redegørelse og begrundelse for afvigelserne	
Eventuelle bemærkninger til anmeldelsen	
I redegørelsen for afvigelse i forhold til branchevejledningen indgår:	

Metodebeskrivelse - Tarifiering af direkte linjer, industrielle egenproducenter og samplacerede anlæg

Oktober 2023

1. Indledning

Denne metode introducerer en ny tarifiering for kunder i eldistributionsnettet, som har en direkte linje, egenproduktion, eller som på anden vis har samplacering af forbrug og produktion i industriel skala. Metoden omfatter kunder tilsluttet i distributionsnettet på 10 kV-niveau eller derover og omfatter kundekategorierne A-høj-, A-lav- og B-høj.

Formålet med den nye tarifieringsmetode er at fremtidssikre distributionsnettets tarifiering af kunder, der både har forbrug og produktion. Den hidtidige tarifiering af disse kunder har bygget på en rådighedstarifiering af kundens egetforbrug. Rådighedstarifieringen vurderes ikke længere at være tidssvarende.

I stedet etableres en ny tarifiering for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder med en direkte linje, egenproduktion o.l. Denne tarifiering baseres i høj grad på, hvor meget effekt kunden trækker i snitfladen til det kollektive elnet.

Der indføres for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder, som har både forbrug og produktion, en styrket effektbetaling. Den styrkede effektbetaling er tre gange højere, end den der for nuværende kendes for forbrug¹ (herefter blot "tarifmodel 3.0"). Samtidigt afskaffes rådighedstariffen for de samme kunder, og den energibaserede forbrugstarif sættes for de samme kunder lavere end i tarifmodel 3.0, da flere af elnetomkostningerne nu opkræves på effektbetalingen.

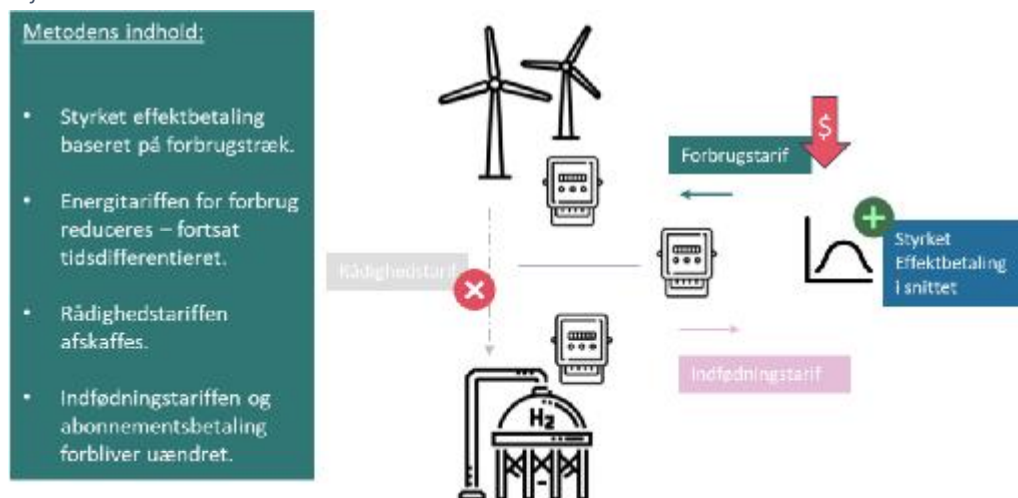
Metoden vedrører *ikke* øvrige forbrugskunder og producenter på A-høj, A-lav og B-høj, ligesom den ikke vedrører C- og B-lav-kunder.

På kort sigt betyder metoden, at de omfattede kunder får en tarifiering med mere vægt på effektbetaling og mindre vægt på den energibaserede forbrugstarif end de øvrige industrielle forbrugskunder.

På længere sigt er det målet, at der ikke skal være en særlig tarifiering for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder med både forbrug og produktion. Dette mål forventes opnået over tid, i takt med at den generelle vægt i tarifieringen skifter fra energibaseret tarifiering til effektbetaling, også for de kunder der ikke selv har elproduktion.

¹ Her henvises til daværende Dansk Energis branchevejledning for tarifiering af kunder tilsluttet distributionsnettet, kaldet Tarifmodel 3.0, som godkendt af Forsyningstilsynet 25. marts 2022

Figur 1 - Overblik over metode for løbende tarifiering af A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder med egenproduktion, direkte linjer o.l.



Indhold

1. Indledning	2
2. Baggrund for anmeldelsen	5
3. Efterspørgsel fra aktørkredsen	6
4. Anvendelsesområde.....	6
5. Vurdering af en fremtidssikret tarifiering af kunder med både forbrug og produktion	7
6. Fastsættelse af prislelementer	10
6.1. Effektbetalingen	10
6.2. Forbrugstariffen.....	11
7. Konsekvenserne for øvrige kunder.....	12
8. Afvejninger om omkostningsægthed, transparens, rimelighed og ikke- diskrimination	12
8.1. Omkostningsægthed	12
8.2. Rimelighed	13
8.3. Gennemsigtighed	14
8.4. Ikke-diskrimination	14
9. Metodens sammenhæng med den øvrige udvikling i tarifieringen	15

2. Baggrund for anmeldelsen

Der har i de seneste år været en kraftig udvikling i interessen blandt elnettets kunder for at etablere elforbrug og produktion sammen. Det sker i form af klassisk egenproduktion og nu i stadig større skala. Forsyningssituationen i 2022 og beslutningen om udfasning af naturgasforbruget har styrket tendensen.

Derudover har introduktionen af direkte linjer i dansk lovgivning givet kunder mulighed for at lave egenproduktionslignende konstruktioner i langt større skala, end vi tidligere har set i Danmark. Det er fra den 1. maj 2023 muligt for projektudviklere at søge Energistyrelsen om anlægstilladelse for direkte linjer. Det er derfor vigtigt at skabe klarhed om betalingsvilkårene for de projektudviklere, der står overfor at etablere sådanne projekter, og det er vigtigt at sikre, at tarifieringen af kunder med andre former for storskala egenproduktion fortsat er omkostningsægte.

Dette har gjort det aktuelt at genoverveje den eksisterende tarifiering af A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder, som har både produktion og forbrug i bag samme tilslutningspunkt. Samtidig har en række aktører påpeget, at den eksisterende rådighedstarifiering ikke fungerer efter intentionen og dårligt kan håndtere de stadig større og mere komplekse former for egenproduktionskonfigurationer. Fx gradueres rådighedstariffen ikke, hvis kunden kan begrænse den kapacitet, kunden har behov for at trække fra elnettet. Rådighedstariffen følger heller ikke den tidsdifferentiering, der findes i den almindelige forbrugstarifiering, hvilket også kan betyde, at eldistributionsnettets prissignaler i perioder ikke understøtter, at kunderne bruger elnettet effektivt.

Den eksisterende tarifiering af egenproducenter baseret på rådighedstarifiering er udviklet for år tilbage. Den skulle sikre omkostningsægte tarifiering af egenproduktion, som dengang primært fandtes i form af ret simple taganlæg med solceller. I den tid var elnettets tarifiering baseret på en flad forbrugstarif for forbrug. Kunder med egenproduktion trak færre kWh fra elnettet og kom dermed til at betale færre tariffer, og kunderne bidrog derfor relativt for lidt til de omkostninger i elnettet, de gav anledning til.

Den øvrige tarifiering har udviklet sig meget, siden rådighedstariffen blev introduceret. Tarifieringen er nu i højere grad baseret på effekt for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder, forbrugstarifieringen er blevet tidsdifferentieret, og endelig er der fra 1. januar 2023 blevet tariferet for indføddning i elnettet. Med tarifmodel 3.0 blev rådighedstariffen for A-høj, A-lav og B-høj-kunder reduceret med 25%. Det skete, samtidig med at effektbetaling blev introduceret for kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj. Det blev ved udviklingen af Tarifmodel 3.0 vurderet, at det ikke ville være omkostningsægte helt af afskaffe rådighedstariffen, så længe hovedvægten i tarifieringen stadigvæk lå på energitarifiering af forbrug. Tarifmodel 3.0 er taget til efterretning af Forsyningstilsynet.

Forsyningstilsynet har dog i sin godkendelse af tarifmodel 3.0 tidsbegrænset godkendelsen af rådighedstariffen og rådighedsbetalingen til og med 2023, med opfordring til at netselskaberne genbesøgte disse priselementer. Tarifmodel 3.0 er i øvrigt godkendt til og med 2027.

På baggrund heraf har Green Power Denmark valgt at anmelde nærværende metode, som introducerer en ny tarifiering af A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder med direkte linjer, egenproduktion eller tilsvarende form for samplaceret forbrug og produktion. Det betyder i

praksis forbrugskunder i kategorierne A-høj, A-lav og B-høj, som også har produktion på over 50 kW, eller som har en direkte linje etableret efter godkendelse fra Energistyrelsen.

Metoden forventes godkendt, så den kan få effekt fra 2025 og skal have virkning til og med tarifmodel 3.0's udløb senest ved udgangen af 2027².

I forbindelse med udviklingen af nærværende metode har der været inddragelse af og drøftelser med Energinet for at sikre sammenhængende prissignaler på tværs af transmissions- og distributionsnettet. Energinets fremtidige tarifiering af A0-kunder i transmissionsnettet og af A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder i distributionsnettet forventes også i høj grad at bygge på effektbetaling og ventes også at kunne træde i kraft pr. 1. januar 2025.

3. Efterspørgsel fra aktørkredsen

Green Power Denmark har sammen med Energinet i september 2022 afholdt aktørmøde om de kommende metoder for kunder der overvejede etablering af direkte linje eller egenproduktion i stor skala. Der har efterfølgende været givet en status på udviklingsarbejdet på webinar i december 2022. Herefter er afholdt et afsluttende aktørmøde 22. juni 2023.

De overordnede input fra aktørkredsen har været, at tarifieringen bør ske i snittet mellem det kollektive elnet og kunden. Aktørkredsen ønskede en afskaffelse af rådighedstarifieringen, som aktørerne generelt anser for ikke at være omkostningsægte og i øvrigt mener giver uheldige incitamenter. Desuden har aktørkredsen efterlyst, at de kommende tariftiltag hos Energinet og netselskaberne bliver tænkt sammen. Begge input er medtaget i udarbejdelsen af denne metode og ligger til grund for valget af en tarifiering mere baseret på kundens effekttræk fremfor på en rådighedstarif.

Det var også et klart ønske fra aktørkredsen, at der hurtigt blev skabt klarhed omkring betalingsvilkårene for kunder, der etablerer projekter, som rummer direkte linjer. Dette har været medvirkende til en afklaring skulle sikres nu og ikke afvente en generel opdatering af netselskabernes tarifiering.

Endelig var der et ønske fra aktørkredsen ift. at give tilslutningsbidrag for kunder med direkte linjer og industrielle egenproducenter et eftersyn, så det sikres, at de er omkostningsægte. Dette er ikke inkluderet i denne metode, men inputtet indgår i Green Power Danmarks opdatering af forbrugstilslutningsbidragene, som forventes metodeanmeldt primo 2024.

4. Anvendelsesområde

Følgende afsnit specificerer hvilke kunder, der vil være omfattet af metoden, og der gives eksempler på kunder, der ikke vil være omfattet af metoden.

Kunder der er omfattet af metoden

Metoden finder anvendelse for en B-høj, A-lav og A-høj kunde som har forbrug³, når kunden også har et produktionsanlæg, som er større end 50 kW, og som derfor skal have produktionsmåling efter stamdataregisterbekendtgørelsens § 11 (BEK 623/2023). Det vil sige egenproducenter i kundekategorierne B-høj, A-lav og A-høj med produktionsanlæg over 50 kW.

² Green Power Denmark har ansøgt Forsyningstilsynet om, at rådighedstariffen kan forlænges, så den først ophører, når nærværende metode træder i kraft.

³ Kundekategoriseringen er fastlagt i Tarifmodel 3.0

Kunder med konstruktioner, der rummer en direkte linje, er altid omfattet af nærværende metode. En direkte linje skal her forstås som et anlæg, der lever op til elforsyningslovens definition af en direkte linje jf. § 5, nr. 8, og som er etableret med godkendelse fra Energistyrelsen.

Kraftværker, kraftvarmeværker mv. kan være omfattet af metoden, men kun hvis der i kundens konstruktion indgår en direkte linje eller der er tilsluttet både elproduktion og elforbrug bag netselskabets hovedmåler og der er tale om en egenproducentkonstruktion.

Eksempler på kunder der ikke er omfattet af metoden

En B-høj, A-lav og A-høj kunde, der ikke har nogen produktion eller har et produktionsanlæg på 50 kW eller derunder, tarifieres i forhold til sit forbrug efter den almindelige tarifiering af forbrugskunder i tarifmodel 3.0, og ikke efter denne metode. Baggrunden er, at tilstedeværelsen af helt små produktionsanlæg typisk ikke vil påvirke de omkostninger, som netselskabet har til B-høj, A-lav og A-høj kunder.

Kunder, der kun har forbrug, er ikke omfattet af nærværende metode, heller ikke selvom kunden rent elektrisk måtte være placeret på fx en kraftværksplads eller tilsvarende. Sådanne kunder, som afregnes selvstændigt og ikke indgår afregningsmæssigt i en egenproduktionskonstruktion, er ikke omfattet af metoden. Disse kunder vil fortsat svare ordinær forbrugstarifiering efter principperne i tarifmodel 3.0.

Rene produktionsanlæg, som alene har bagatelagtigt elforbrug, er ikke omfattet af metoden. Dette gælder fx kraftværkers-, sol- og vindparkeres stilstandsforbrug, forbrug ifm. tab ved lagring på batteri o.l. Sådanne kunders forbrugstræk tarifieres efter den ordinære tarifiering af forbrugskunder i tarifmodel 3.0.

El-lageranlæg, der er direkte tilsluttet elnettet, eller som er installationstilsluttet sammen med rent forbrugs- eller rent produktionsanlæg, er ikke omfattet af metoden. El-lageranlæg kan dog godt indgå i konstruktioner omfattet af metoden, fx hvis det indgår i en konstruktion med en direkte linje.

Tarifiering af underliggende netselskaber er ikke omfattet af metoden, da disse ikke er egenproducenter.

C- og B-lav-kunder er ikke omfattet af metoden.

5. Vurdering af en fremtidssikret tarifiering af kunder med både forbrug og produktion

Elnettets omkostninger til at forsyne kunder på 10 kV og 50-60 kV (A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder) er i høj grad forbundet med den kapacitet, kunderne trækker fra nettet. Der bygges net for at forsyne disse kunders kapacitetsbehov. Baseret herpå skal en omkostningsægte tarifiering særligt afhænge af den kapacitet eller effekt, som kunden har behov for.

Effektbetalingen i tarifmodel 3.0 er sat til at dække 25% af nettets kapital- og driftsomkostninger for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder. Det er Green Power Danmarks forventning, at effektbetalingen i fremtiden vil komme til at fylde langt mere i tarifieringen af A-høj-, A-lav- og

B-høj-kunder, end den gør i dag. Når effektbetalingen alene blev sat til en omkostningsandel på 25%, skyldtes det, at der var tale om et helt nyt tarifelement. De eksisterende kunder ville dermed opleve en meget væsentlig ændring af deres betalingsvilkår, hvis effektbetalingen fik for stor vægt. Desuden var der en uforudsigelighed forbundet med, hvordan det nye prissignal ville påvirke kundernes adfærd.

Af samme årsag blev rådighedstariffen reduceret, men bevaret. Derfor blev spørgsmålet om effektbetalingens fremtidige størrelse og tarifieringen af egenproducenter begge udpeget som emner, der skulle genbesøges, når tarifmodel 3.0 efter en 5-årig periode skulle revideres. På tidspunktet for tarifmodel 3.0's anmeldelse var der i øvrigt ikke politisk afklaring om, hvorvidt der ville komme en producentbetaling, og hvordan den ville blive udformet.

Med denne metode vil netselskaberne i højere grad opkræve netbetalingen i forhold til kundens maksimale effekttræk. Det sikrer en tarifiering, som i højere grad bygger på, hvor meget effekt og dermed kapacitet kunden faktisk har behov for og trækker, og i mindre grad hvor meget energi, kunden trækker. Dermed overflødiggøres rådighedstariffen, som jo – som navnet antyder – var en betaling for at have nettets kapacitet til rådighed.

Dette har den konsekvens, at en A-høj, A-lav eller B-høj-kunde med en direkte linje eller egenproduktion via effektbetalingen skal betale væsentligt mere end de 25% af nettets kapital- og driftsomkostninger, som der i tarifmodel 3.0 opkræves over effektbetalingen.

I det mest ekstreme eksempel kunne der argumenteres for, at disse omkostninger alene var afhængige af kundernes kapacitetsbehov, og effektbetalingen dermed skulle sættes til 100 %, men dette risikerer ikke at være retvisende. Selv på de højeste spændingsniveauer er behovet for netudbygning ikke kun afhængigt af kundernes maksimale effekttræk hver især, men også om de trækker effekt samtidigt – altså samtidigheden i forbruget.

Fordi samtidigheden har en betydning i både 50-60 kV- og 10 kV-nettet, bør en del af omkostningerne til selve infrastrukturen fortsat opkræves på en tidsdifferentieret energitarif for forbrug. Vi vurderer dog, at det er over 50 % af disse omkostninger, der skal opkræves over effektbetalingen, for rådighedstarifieringen kan afskaffes og den samlede tarifiering være omkostningsægte.

Med nærværende metode fastsættes andelen, der skal opkræves på effektbetalingen, derfor til 75% af nettets kapital- og driftsomkostninger til den fysiske infrastruktur, som kundekategorien giver anledning til på forbrugssiden⁴ ekskl. nettabsomkostninger. Dette vurderes samlet set balanceret mellem omkostningerne ved kundernes individuelle kapacitetsbehov og konsekvensen af samtidigheden, samtidigt med at rådighedstariffen overflødiggøres. Dette er fastsat ud fra en helhedsvurdering. Det skal bemærkes, at erfaringerne med effektbetaling i Danmark fortsat er begrænsede.

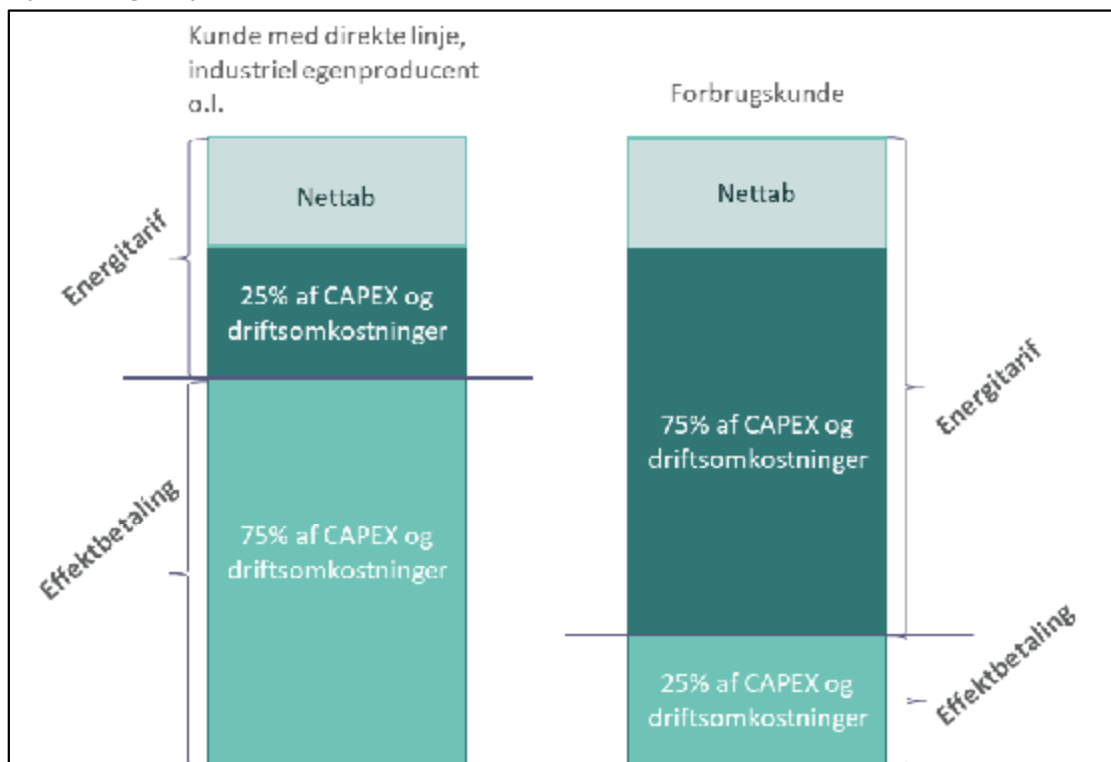
Omkostninger til nettab opkræves fortsat over den energibaserede forbrugstarif. Nettabet er drevet af energimængderne, der flyder gennem elnettet. Det er derfor fortsat omkostningsægte, at denne opkræves alene over energibaserede tariffer. Forbrugstariffen for

4 Der tages alene udgangspunkt i omkostninger der skal dækkes af forbrugstarifieringen jf. afsnit 6 nedenfor.

kunder omfattet af denne metode vil derfor rumme lige så stort bidrag til nettab som forbrugstarifferne for tilsvarende kunder i tarifmodel 3.0.

Ved en så væsentlig effektbetaling vurderes de omkostninger, som egenproducenter giver anledning til, fuldt dækket på omkostningsægte vis uden anvendelse af rådighedstariffen og rådighedsbetalingen.

Figur 2 – Illustration af idealiseret omkostningsfordeling mellem effektbetaling og energibaserede forbrugstarif for A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder



Det ville være meget markant allerede i 2025 – to år efter effektbetalingen er introduceret – at mangedoble den for alle eksisterende A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder. Derfor indføres denne nye vægtning i første omgang kun til de kunder, der ellers i udgangspunktet ville have været omfattet af rådighedstariffen og de der etablerer en direkte linje.

Der er på nuværende tidspunkt et relativt begrænset antal egenproducenter på A-høj-, A-lav- og B-høj-niveau. De ændringer, som disse kunder vil opleve i deres betaling som følge af en højere effektbetaling, modgås både af en reduceret forbrugstarif og af rådighedstariffens bortfald. Industrielle egenproducenter med mange fuldlasttimer og en høj samtidighed mellem produktion og forbrug får en samlet set lavere betaling til nettet, mens det omvendte er tilfældet for industrielle egenproducenter med en lav samtidighed og få fuldlasttimer. Dette er samlet set mere omkostningsægte, da det på de pågældende spændingsniveauer er kundens effekttræk, der i høj grad driver behovet for net og dermed omkostningerne i nettet.

Se bilag 1 for stiliserede regneeksempler på effekterne.

Samlet set finder Green Power Denmark det mere hensigtsmæssigt at fremskynde en styrket effektbetaling for disse kunder. Dette sker for at imødekomme aktørønsket om hurtig klarhed

for de kunder, der står overfor investeringsbeslutninger om at anlægge en direkte linje eller tilsvarende egenproduktion.

Dette metodevalg understreger dog behovet for, at der ved tarifmodel 3.0's udløb er behov for at genbesøge effektbetalingsens vægt for alle A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder⁵.

6. Fastsættelse af priselementer

Fordelingen af netselskabets omkostninger mellem kundekategorier sker fortsat efter vandfaldsprincippet som beskrevet i tarifmodel 3.0. Nærværende metode påvirker dermed ikke fordelingen af omkostninger mellem kundekategorierne (A-høj-, A-lav-, B-høj-, B-lav- og C-kunder), som fortsat følger vandfaldsprincippet, jf. tarifmodel 3.0. Metoden påvirker heller ikke omkostningsfordelingen mellem forbrugstarifiering og indfødningsstarifferne, jf. Green Power Danmarks branchevejledning om producentbetaling⁶ – herefter blot producentbetalingsmodellen.

Følgende priselementer indgår i nærværende metode:

- Effektbetaling – denne opskaleres ift. niveauet i tarifmodel 3.0
- Tidsdifferentieret forbrugstarif – denne reduceres ift. niveauet i tarifmodel 3.0.

Følgende priselementer er relevante for kunder omfattet af denne metode, men fastsættelsen af disse priselementer påvirkes ikke af nærværende metode:

- Almindelig indfødningsstarif, jf. model for producentbetaling
- Egenproducentabonnement, jf. tarifmodel 3.0.

Følgende priselementer fra tarifmodel 3.0 udgår ved denne metode for kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj:

- Rådighedstarif (ved produktionsanlæg over 50 kW)
- Rådighedsbetaling (ved produktionsanlæg til og med 50 kW).

Alle tarifelementerne beregnes af det enkelte netselskab efter nærværende metode. I de følgende to afsnit beskrives beregningen af de to priselementer: Effektbetalingen og den tidsdifferentierede forbrugstarif.

6.1. Effektbetalingen

Effektbetalingen for kunder omfattet af denne metode er forhøjet ift. udgangspunktet i tarifmodel 3.0. 75% af omkostningskategorierne vedrørende kapital- og driftsomkostninger vedrørende den fysiske infrastruktur lægges på effektbetalingen for kunder omfattet af denne metode. Dette er de samme omkostningskategorier, hvorfra 25% henføres til effektbetalingen for ordinære forbrugskunder i tarifmodel 3.0⁷.

I praksis beregnes effektbetalingen for kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj som beskrevet i metoden for tarifmodel 3.0. Herefter opskaleres effektbetalingen med en faktor tre for de kunder, der er omfattet af nærværende metode.

⁵ Dvs., uanset om kunden har samplaceret forbrug og produktion eller alene forbrug.

⁶ Som taget til efterretning af Forsyningstilsynet 24. juni 2022

⁷ Fordelingen følger for forbrugstarifieringens andel, efter der er sket fordeling af udvalgte omkostningsposter mellem forbrugs- og produktionstarifieringen, jf. producentbetalingsmodellen. Dette er forudsat i det følgende.

Dette sikrer, at netselskaber, som i dag ikke har nogle kunder med direkte linjer og har få industrielle egenproducenter, kan beregne en takst for disse kunder umiddelbart.

Afregningsgrundlaget for effektbetalingen er uændret i forhold til tarifmodel 3.0.⁸

6.2. Forbrugstariffen

Da effektbetalingen rummer et større bidrag til omkostningerne til den fysiske infrastruktur end for ordinære kunder i de samme kundekategorier, skal dette modsvares af et tilsvarende lavere bidrag til disse omkostningsposter på den løbende forbrugstarif.

25% af omkostningskategorierne vedrørende drift, afskrivning og forrentning af den fysiske infrastruktur lægges på den energibaserede forbrugstarif for de omfattede kunder.

I praksis beregnes først en forbrugstarif for kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj efter metoden i tarifmodel 3.0. Herefter nedskaleres satsen til 1/3, f.s.v. angår omkostningskategorierne drift, afskrivning og forrentning af den fysiske infrastruktur for kunderne omfattet af denne metode.

Herefter beregnes det samlede provenu fra effektbetaling og forbrugstarifer (excl. nettabsbidrag) for både ordinære forbrugere og kunder omfattet af denne metode. Denne beregning sker for hver af kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj.

Her kan der vise sig at være et residual mellem det beregnede provenu fra de satser, der beregnes ved ovenstående og det provenu, der skal opkræves fra kundekategorien samlet set (excl. bidrag til nettabsomkostningerne). Et residual opstår, hvis kunderne omfattet af denne metode ikke har samme forhold mellem energi og effekttræk, som resten af kunderne i kundekategorien.

Et residual i beregningen reguleres over forbrugstarifferne indenfor kundekategorien. Både for de ordinære forbrugere og kunder omfattet af denne metode. Her sker en fordeling af et eventuelt residual mellem ordinære forbrugere i kundekategorien og kunder omfattet af denne metode baseret på kWh trukket fra nettet. Her tæller kWh trukket af kunder omfattet af denne metode med 1/3. Herefter indregnes den eventuelle regulering for residuallet i kundekategoriens to forbrugstariffer for hhv. ordinære forbrugere og kunder omfattet af nærværende metode.

Dermed sikres, at det korrekte provenu opkræves for kundekategorien samlet set. Samtidigt fastholdes det forhold, at forbrugstariffen (excl. bidrag til nettab) for kunder omfattet af denne metode er 1/3 af forbrugstariffen (excl. bidrag til nettab) for ordinære forbrugere i samme kundekategori. Ligesom effektbetalingen for kunder omfattet af denne metode er 3 gange højere end for forbrugerne i samme kundekategori.

⁸ Der er anmeldt en metode for "dynamisk 12-måneders effektbetaling" d. 10. juli 2023.

Afregningsgrundlaget ved dynamisk effektbetaling er fuldt kompatibelt med nærværende metode.

Endelig vil forbrugstariffen rumme et bidrag til nettabsomkostningen. Denne er den samme pr. kWh for kunder omfattet af denne metode som for ordinære forbrugere i hver af kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj⁹.

Forbrugstariffen tidsdifferentieres. Tidsdifferentieringen sker efter lastzoneinddeling og efter skaleringsfaktorerne for A-høj, A-lav og B-høj-kunder, der er fastsat i tarifmodel 3.0, bilag 2.

Afregningsgrundlaget for forbrugstariffen er ligesom i tarifmodel 3.0 den bruttoleverede mængde el, kunden trækker fra det kollektive net.

7. Konsekvenserne for øvrige kunder

Nærværende metode ændrer som udgangspunkt ikke på fordelingen af netselskabernes omkostninger mellem forbrugs- og produktionstarifiering. Netselskabernes omkostninger forbundet med forbrug fordeles fortsat mellem kundegrupperne og mellem kundekategorierne efter vandfaldsprincippet. Dermed påvirkes B-lav og C-kundernes forbrugstarifiering ikke.

Metoden kan have en betydning for de øvrige A-høj-, A-lav- og B-høj-kunders forbrugstarifiering, hvis der er væsentlig forskel på kunderne omfattet af nærværende metode og de ordinære kunders energiforbrug og effekttræk. Den gennemsnitlige kunde vil være upåvirket.

Der er en risiko for, at almindelige A-høj-, A-lav-, B-høj-forbrugskunder kan spekulere i at blive omfattet af nærværende metode ved at anskaffe et produktionsanlæg på 50 kW eller mere. Dette vurderes dog at være en acceptabel risiko, da betalingsstrukturen for de øvrige A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder i løbet af nogle år forventes at bevæge sig mod en større vægt på effektbetalingselementet. Det vil blive monitoreret, i hvilket omfang nærværende metode medfører en ændret adfærd fra eksisterende kunder mhp. at blive omfattet af metoden.

8. Afvejninger om omkostningsægthed, transparens, rimelighed og ikke-diskrimination

Elforsyningsloven regulerer kravene til netselskabernes tarifmetoder. Green Power Denmark anser omtalte krav som opfyldt.

Jf. Elmarkedsforordningens artikel 18 samt elforsyningslovens §73 skal enhver tarifmetode leve op til følgende fire krav: Omkostningsægthed, rimelighed, gennemsigtighed og ikke-diskrimination. Det er Green Power Danmarks vurdering, at kravene om rimelighed, gennemsigtighed, ikkediskrimination og kravet om omkostningsægthed i henholdsvis elforsyningslovens § 73 og elmarkedsforordningens artikel 18 skal fortolkes ens og stiller samme krav til den her anmeldte metode. Betalingsdesignet er udarbejdet indenfor disse fire kriterier.

8.1. Omkostningsægthed

De grundlæggende overvejelser om metodens udformning findes ovenfor i afsnit 5 og kredser i høj grad om at styrke omkostningsægthed i tarifieringen. Metoden øger vægten i kundernes effektbetaling. Dermed betales der mere direkte for den kapacitet, kunden skal bruge, end ved rådighedstariffen, der var en approksimation for omkostningerne ved at have netkapacitet til rådighed.

⁹ Dette er den andel af nettabet, der kan henføres til forbrug, jf. producentbetalingsmodellen.

Kunder med få forbrugsfuldlasttimer og/eller lav samtidighed mellem produktion og forbrug vil isoleret set komme til at få en større samlet betaling til netselskabet. Omvendt vil kunder med mange forbrugsfuldlasttimer og/eller høj samtidighed mellem produktion og forbrug komme til at betale mindre. Dette understøtter ambitionen om en mere omkostningsægte tarifiering, idet de kunder, der har et relativt stort effekttræk relativt til deres forbrug – et lavt antal fuldlasttimer –, vil opleve at betale mere. Dette er rimeligt og omkostningsægte, da det er kundens effektbehov, som driver nettets omkostninger.

De kunder der har et gennemsnitligt forhold mellem effekt og energiforbrug, vil opleve at den stigende effektbetaling modsvares af bortfaldet af rådighedstariffen og reduktionen i energitariffen for forbrug. Det vil sige at de nye betalingselementer, samlet set er neutrale for den gennemsnitlige kunde.

En kunde som har et lavt effekttræk relativt til sit forbrug – højt antal fuldlasttimer - og en høj grad af samtidighed mellem sin produktion og forbrug oplever en lavere betaling. Dette er forventeligt, da en af rådighedstariffens svagheder var, at den kunne medføre relativt høj betaling for kunder, der egentligt optimerede deres brug af nettet. Dette er også en styrkelse af tarifieringens omkostningsægtighed.

Stiliserede eksempler på metodens effekt for forskellige typer kunder ses i bilag 1.

Metoden skal sikre en højere grad af omkostningsægtighed, hvilket skaber incitament til at kunder optimerer deres brug af nettet. Derved kommer metoden til at understøtte et mere effektivt energisystem samlet set, og vil understøtte etableringen af direkte linjer og egenproduktion, hvor det er samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt.

Samtidig har den nærværende metode den fordel, at tarifieringen ikke baserer sig på, hvad der sker bag kundens hovedmåler, men hvad der sker i snittet mellem kunden og det kollektive elnet.

8.2. Rimelighed

Der er tale om en markant omlægning i tarifstrukturen, og ud fra et rimelighedssynspunkt fokuserer den på nye kunder – de, der anlægger direkte linjer o.l.

Dertil er det rimeligt, at de relativt få eksisterende industrielle egenproducenter omfattes af metoden. For disse kunder modsvares omlægningen af afskaffelsen af rådighedstariffen. Det skal også understreges at denne nye tarifiering bliver indført på ønske fra flere af de aktører, den vil komme til at omfatte.

Det er også ud fra et rimelighedsprincip, at de øvrige A-høj-, A-lav- og B-høj-kunders tarifstruktur ikke omlægges nu, men først revideres ved tarifmodel 3.0's udløb.

Green Power Denmark har gennemført en rundspørge blandt 11 af de største netselskaber, som dækker 80% af de danske elnetkunder¹⁰. På anmeldelsestidspunktet er foreløbigt identificeret 62 eksisterende kunder, som vil blive omfattet af nærværende metode. Vores analyser

¹⁰ Omfattet af rundspørgen er netselskaberne: Cerius, Dinel, Elværk, Flow, Konstant, N1, NOE, Radius, RAH, TREFOR og Vores Elnet.

indikerer, at disse kunder i gennemsnit vil have en nettofordel af overgangen til nærværende metode da de i gennemsnit har et forholdsvis jævnt energiforbrug relativt til deres effekttræk.

8.3. Gennemsigtighed

Den nærværende metode øger gennemsigtigheden i tarifieringen af de omfattede kunder, da betalingsselementet 'rådighedstarif' afskaffes.

En del af årsagen til, at denne metodeanmeldelse gennemføres nu, fremfor at afvente den almindelige revision af tarifmodel 3.0, er at skabe gennemsigtighed for projektudviklere, der overvejer direkte linjer, egenproduktion eller lignende.

Desuden betyder metodikken for fastsættelsen af effektbetalingen, at det er nemt for projektudviklere, der vil anlægge en direkte linje, at se, hvilken effektbetaling de skal betale allerede nu. Projektudviklere kan blot tage udgangspunkt i netselskabernes nuværende tarifblad og så gange effekttaksten med tre.

Der har været et aktørønske om at det blev mere gennemsigtigt hvad kunder med fx en direkte linje skulle betale til elnettet, også på sigt. Da der forventes nye og store kunder her, har denne metode sigtet at imødekomme dette ønske. Tanken er, at betalingen med denne metode er tættere på den forventede langsigtede tarifiering.

8.4. Ikke-diskrimination

Metoden gælder B-høj, A-lav og A-høj-kunder med både forbrug og produktion bag hovedmåleren. Det gælder, uanset om det er klassisk egenproduktion¹¹ eller kunden har en konstruktion med en direkte linje. Disse kundetyper medfører de samme omkostninger for elnettet da der er tale om kunder, hvor forbrug og produktion findes sammen bag et tilslutningspunkt til det kollektive net. Derfor skal de tariferes ens.

Tilstedeværelsen af en direkte linje og/eller produktionsmåling bag hovedmåleren er i øvrigt et objektivt kriterie for, om der er tale om en kunde med både forbrug og produktion.

Der kommer pr. design en forskel i tarifferne mellem de kunder, der er omfattet af denne metode, og de øvrige A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder. Dette er dog et udtryk for, at disse kunder har forskellige karakteristika. Det ses også, i og med at den tarifiering, der gjaldt i tarifmodel 2.0 og 3.0, betød, at kunder med egenproduktion har betalt rådighedstarif. Så længe den almindelige forbrugstarifiering rummer en relativt høj vægt på energibaserede forbrugstarifferne, vil det være nødvendigt med en differentieret model for kunder med egenproduktion eller en direkte linje. Med en højere grad af kapacitetsbetaling vil det blive muligt hen ad vejen i højere grad at ensrette tarifieringen.

Det er som tidligere nævnt målet, at tarifieringens elementer ad åre bliver mere ensrettet blandt kunder med og uden egenproduktion. Her ses nærværende metode som et godt skridt i den retning.

¹¹ Dog kun hvis produktionsanlægget er over 50 kW.

9. Metodens sammenhæng med den øvrige udvikling i tarifieringen

Green Power Denmark har 10. juli 2023 anmeldt en metode for dynamisk 12-måneders effektbetaling. Denne metode ændrer opgørelsen af afregningsgrundlaget for tarifmodel 3.0, men ikke beregningen af effektbetalings takststørrelse. Effektbetalingstaksterne opgjort efter nærværende metode vil også skulle anvendes på afregningsgrundlag opgjort efter den dynamiske 12-måneders effektbetaling, når denne træder i kraft. Det påvirker ikke metodens indhold i øvrigt.

Der anmeldes senere på efteråret 2023 en metode for tarifiering af C- og B-lav-kunder med egenproduktion. Dette påvirker ikke nærværende metode.

Green Power Denmark forventer primo 2024 at anmelde en ny metode for tilslutningsbidrag, som tager eksplicit stilling til tilslutningsbetalingen for kunder, der både har produktion og forbrug. Dette påvirker ikke indholdet af denne metode, men kan påvirke den samlede business case for projektudviklere, der vil anlægge et projekt med en direkte linje eller egenproduktion tilsluttet som A-høj-, A-lav- eller B-høj-kunder.

Green Power Denmark forventer desuden primo 2024 at introducere kundekategorien A-høj+ for forbrugskunder. Kundekategorien findes på anmeldelsestidspunktet kun for produktionskunder. Kunder i den nye forbrugskundekategori A-høj+, som i øvrigt lever op til kravene i nærværende metode, forventes efter kundekategoriens implementering at blive tariferet efter nærværende metodes principper.

Nærværende metode forventes godkendt af Forsyningstilsynet, så den kan få effekt senest 1. januar 2025. Den forventes at have effekt i samme periode som tarifmodel 3.0, hvilket betyder, at en anden metode skal erstatte den senest ved udgangen af 2027. Ved anmeldelse af en erstatning for tarifmodel 3.0 – og nærværende metode – skal effektbetalings relative vægt i tarifieringen genbesøges.