

Principnotat tarifmodel 3.0 - Januar 2022

Indhold

1 Indledning.....	1
1.1 Formålet med og opbygningen af principnotatet.....	1
1.2 Baggrund	2
1.3 Resultat af interessedundersøgelse	3
1.4 Hovedindholdet i en ny tarifmodel	4
1.5 Definitioner.....	5
2 Grundlæggende rammer for tarifieringen.....	6
2.1 Lovgivning.....	6
2.2 Principper for tarifiering.....	7
2.2.1 Omkostningsægtighed og rimelighed	7
2.2.2. Kollektivitet og ikke-diskrimination	8
2.2.3 Objektiv og teknologineutral	8
2.2.4 Prissignaler, der skaber incitamenter.....	9
2.2.5 Enkelthed og transparens.....	9
2.2.6 Afvejning af de forskellige centrale principper bag tarifieringen	10
3 Principperne omsat til tarifiering i Tarifmodel 3.0	11
3.1 Den, der belaster nettet, skal dække de relaterede omkostninger – tidsdifferentiering af tarifferne og introduktion af en effektbetaling	11
3.2 Vandfaldsprincippet	11
4 Metodikken i Tarifmodel 3.0.....	14
4.1 Kategorisering af kunderne	14
4.1.1 Hovedregel for kundekategorisering	14
4.1.2 Undtagelse fra hovedreglen for kundekategorisering	15
4.1.3 Underliggende netselskaber som kundetype	16
4.1.4 Særligt om A0-kunder.....	16
4.2 Byggeklodstankegangen.....	16
4.3 Opgørelse af tarifieringsgrundlaget.....	18
4.4 Fordeling af tarifieringsgrundlaget på kundekategorier	19
4.4.1 Nedbrydning af tarifieringsgrundlag i omkostningskategorier.....	20
4.4.2 Fordeling af omkostningerne på kundekategorier	20
4.4.3 Øvrige omkostninger, der falder uden for standardkategorierne	21
4.4.4 Omkostninger til overliggende net	21
4.5. Tarifstruktur og fordeling af omkostninger på priselementer	23

5	Modellens priselementer	24
5.1	Tidsdifferentierede kWh-tariffer	24
5.2	Rådighedstarif og rådighedsbetaling	24
5.3	Abonnementer	25
5.4	Effektbetaling	26
6	Beregning af basistariffer, basisabonnementer og effektpriser	28
6.1	Bruttotræk som grundlag for forbrugstariffer og effektbetaling	29
6.2	Beregning af tidsdifferentierede tariffer	29
6.3	Beregning af effektbetaling	31
6.4	Opbygning af de forskellige tariffer og abonnementer samt varianter heraf	31
6.4.1	Tarifiering af almindelige forbrugere (forbrugstariffer)	32
6.4.2	Tarifiering af egenproducenter	32
6.4.3	Abonnementer for producenter	33
7	Potentielle justeringer i senere versioner	35
	Bilag	36

Figurer & tabeller

Figur 1 –	Principper for tarifieringen	10
Figur 2 –	Vandfaldsprincippet	12
Figur 3 –	Kundekategorisering	15
Figur 4 –	Byggeklodstankegangen	17
Figur 5 –	fordeling af tarifieringsgrundlag og omkostninger	19
Figur 6 –	Belastningskurver for C og A-lav-kunder	26
Tabel 1 –	Priselementer pr. kundetype	4
Tabel 2 –	Skaleringsfaktorer til tidsdifferentiering for C-kunder	30
Tabel 3 –	Skaleringsfaktorer til tidsdifferentiering for B-lav, B-høj, A-lav og A-høj-kunder	30
Tabel 4 –	Effektblokke og mindste abonnerede effekt	31
Tabel 5 –	Priselementer for forbrugskunder	32
Tabel 6 –	Priselementer for egenproducenter	32
Tabel 7 –	Priselementer for producenter	33

1 Indledning

Dette notat beskriver tarifieringsmetoderne og de bagvedliggende rationaler i Dansk Energis udkast til ny vejledende branchestandard for abonnementer, effektbetaling og tariffer – også kaldet "tarifmodel 3.0".

Metoderne bygger på et omfattende arbejde, herunder en løbende dialog med kunder, myndigheder og andre interessenter. Fokus har særligt været på en modernisering af elnetselskabernes tarifiering, så den i højere grad understøtter en fremtid, hvor fossilt energiforbrug fortrænges af grøn strøm. Det sker ved at give elforbrugerne et mere nuanceret prissignal. Det vil fx afspejle, hvornår brugen af elnettet er særlig omkostningsfuld og vil lede til behov for udbygning – og hvornår det er mindre omkostningsfuldt at bruge elnettet. Bag hensynet om at understøtte en mere fleksibel brug af elnettet ligger centrale principper såsom omkostningsæghed i tarifieringen og transparens/enkelthed. Transparens og enkelthed for at det i praksis er muligt for forbrugerne at forstå og reagere på elnettets prissignaler.

Det er Dansk Energis vurdering, at tarifmodel 3.0 er et mærkbart fremskridt i forhold til den eksisterende tarifmodel 2.0, og at den dermed udgør et godt bidrag til at understøtte et grønt og elektrificeret Danmark. Det er dog også vigtigt at holde sig for øje, at den moderniserede tarifiering, med den markante udvikling, som el- og energisektoren ser ind i vil skulle udvikles løbende.

I forbindelse med anmeldelsen af denne tarifmodel vil Dansk Energi gerne takke alle, der har bidraget med input. Der skal lyde særlig tak til Energinet, som vi har samarbejdet med løbende, og som har bistået med mange og værdifulde data, der har ligget til grund for de analyser der har ført frem til de tarifmetoder, der beskrives i dette notat.

1.1 Formålet med og opbygningen af principnotatet

Formålet med dette notat er at beskrive principper og metoder for beregning af tariffer, effektbetaling og abonnementer. Notatet udgør branchevejledningen til Dansk Energis tarifmodel, som anmeldes til Forsyningstilsynet. Den vil som hjælp for det enkelte netselskab, der ønsker at anvende metoderne, blive suppleret med et Excel-værktøj, der omsætter metoderne til praktiske tariffberegninger. Efter Forsyningstilsynet har taget branchevejledningen til efterretning, vil det enkelte netselskab kunne anmelde den til metodegodkendelse.

Indledningsvist redegøres overordnet for tarifmodellens hovedmekanismer. Herefter gives en indføring i rationalerne og principperne, der er lagt til grund. Derpå beskrives den overordnede beregningsmetodik i Tarifmodel 3.0. Denne beskrivelse efterfølges af en mere detaljeret gennemgang af de anvendte principper i tarifmodellen startende med opgørelse af tarifieringsgrundlaget og sluttende med opbygning af de forskellige typer tariffer og abonnementer inden for hver kundekategori. Endeligt suppleres dokumentet af bilag, der giver en nærmere indføring i grundlaget og de metodiske valg, der ligger bag beregningsmetodikken for tidsdifferentiering af tarifferne og udformningen af effektbetalingen.

Metoderne i dette notat bliver omsat til et beregningsredskab i Excel, som stilles til rådighed for Dansk Energis medlemmer.

Det skal bemærkes, at tarifmodellens priselementer dækker langt det meste af netselskabernes indtægter (over 90 pct.). Netselskabernes samlede indtægter begrænses af den indtægtsramme, som Forsyningstilsynet årligt udmelder. Netselskaberne opererer således alene med

enkelte andre prisobjekter, som alle også anmeldes og metodegodkendes selvstændigt. Det drejer sig pt. om tilslutningsbidrag, gebyrer og eventuelle særtariffer.

1.2 Baggrund

Dansk Energi har siden 2018 arbejdet på at udvikle en ny tarifmodel, der moderniserer netselskabernes tarifiering i lyset af den forestående elektrificering af det danske samfund. Elektrificeringen er en naturlig konsekvens af udfasningen af fossile brændsler, som vil stille nye og store krav til elnettet. De danske netselskaber har truffet beslutning om i udgangspunktet at anvende den samme grundlæggende metode til at tarifere deres kunder. Formålet er, at alle danske elkunder oplever den samme tarifstruktur uanset hvor i landet, de bor. Metoden anmeldes til Forsyningstilsynet af Dansk Energi i en fælles branchevejledning for tarifiering, som det enkelte netselskab herefter kan vælge at metodeanmelde. Metoden benævnes typisk "*tarifmodellen*" og er emnet for dette notat.

Udviklingen af tarifmodellen er sket ved en omfattende interessentinddragelse for at sikre et tarifdesign, som kunderne kan se sig selv i. Udviklingen er sket i samarbejde med Energinet for at sikre en sammenhæng i de tarifieringsprincipper, der anvendes på både transmissions- og distributionsniveau.

En moderne tarifmodel skal i endnu højere grad end den nuværende understøtte fleksibelt elforbrug og anspore til, at kunderne optimerer deres effektanvendelse. Sker det ikke, vil investeringsbehovet som følge af elektrificeringen i de kommende år blive meget stort, som det bl.a. senest fremgik af regeringens klimapartnerskab for energi og forsyning. Et nyt tarifdesign er en af hjørnestenene i at sikre en smart elektrificering.

Den ny tarifmodels prissætningsmekanismer støtter op om den forventede udvikling i elforbruget. Dette skal understøtte en smart indpasning af nyt forbrug, så den eksisterende infrastruktur udnyttes bedre, og behovet for netudbygning holdes på et håndterbart niveau.

Fundamentalt set bliver tarifmodel 3.0 både den naturlige forlængelse af og en mærkbar modernisering af netselskabernes hidtidige tarifstruktur. De helt centrale tarifieringsprincipper – omkostningsægthed, transparens/enkelthed, kollektivitet og teknologineutralitet – der også historisk har ligget til grund for tarifieringen, bevares. Modellen gør dog tidsdifferentiering til standard og videreudvikler denne. Modellen introducerer en effektbetaling for kunder tilsluttet de højeste spændingsniveauer, som udgør en større semi-fast betaling knyttet til kundens individuelle effektbehov. Endelig gennemføres med modellen en række konsekvensrettelser som følge af ny lovgivning og energispareordningens ophør, som bl.a. påvirker abonnementsopkrævningen.

I takt med at energisystemet udvikler sig, vil tarifieringen også fremover skulle tilpasses løbende. Implementeringen af EU's Clean Energy Package i dansk lovgivning, klimaaftalen af 22. juni 2020 og resultaterne af den tværministerielle tarifanalyse af 22. juni 2020 tegner allerede konturerne af yderligere fremtidige tilpasninger af tarifieringen, herunder at producenter på et tidspunkt skal tilføres for deres brug af nettet, og at det skal afdækkes, om opkrævningen af transmissionstariffer i fremtiden skal ske fra netselskaberne fremfor slutkunderne etc. Tarifieringen vil løbende skulle udvikles og i øvrigt suppleres med netprodukter, der målrettet belønner omkostningsreducerende brug af nettet.

Tarifmodel 3.0 vil som ovenfor beskrevet primært berøre distributionstariferingen af forbrug, men den skaber i sin tilgang og principper et solidt metodisk fundament, hvortil nye elementer i fremtiden løbende vil kunne tilføjes.

1.3 Resultat af interessentundersøgelse

Dansk Energi og Energinet gennemførte i 2018 i samarbejde en interessentundersøgelse for at identificere kunders, myndigheders og øvrige interessenters behov og ønsker til tarifdesignet. Afrapporteringen kan findes på Dansk Energis hjemmeside:

https://www.danskeenergi.dk/sites/danskeenergi.dk/files/media/dokumenter/2019-01/Konsultationspapir_fokusomraader_faelles_tarifprojekt.pdf

Overordnet viste undersøgelsen, at det er acceptabelt for brugerne af nettet at betale for de omkostninger, de giver anledning til, ligesom der er vilje til fleksibel adfærd, hvis det er muligt og hvis det bliver honoreret økonomisk.

Følgende input gik igen og har været afgørende for udformningen af tarifmodellen:

- Der var interesse for tidsdifferentiering, men samtidig et ønske om, at den blev justeret for i højere grad at afspejle de faktiske omkostninger ved belastningen af nettet, og for at gøre det mere attraktivt for kunderne at agere fleksibelt. Særligt for små elforbrugere, som eksempelvis husstande, var der et ønske om en lavpriszone. **Konklusion: Behov for kraftigere tidsdifferentiering med en lavpriszone for særligt små kunder.**
- Der var ønske om større fast betaling for de større kunder. Dette vil bidrage til at gøre den samlede betaling mere stabil og forudsigelig, samtidig med at det vil afspejle, at nettet for disse kunder i højere grad er dimensioneret efter deres individuelle effektbehov. **Konklusion: Behov for større grad af fast og kundespecifik betaling for de større kunder.**
- Generelt pegede interessentfeedbacken på, at tarifieringen skal være transparent og til at forstå, så kunderne kan forholde sig til prissignalerne og dermed også reagere på dem. **Konklusion: Strukturen skal holdes relativt enkel og transparent, så kunden kan gennemskue de økonomiske effekter af sin adfærd og indrette sig herefter i praksis.**

Endvidere var der input, som ikke er indarbejdet i modellen, da modellen er udviklet indenfor de gældende lovgivningsmæssige rammer:

- Der var fra nogle sider et ønske om indførelse af en producentbetaling. Det har i denne model ikke været relevant, da distributionsnettets omkostninger har været dækket af en udligningsordning. Med den politiske klimaaftale af 22. juni 2020 blev det imidlertid besluttet, at netselskaberne og Energinet fra 2023 skal opkræve disse omkostninger fra producenter. De lovgivningsmæssige rammer er dog endnu ikke på plads herfor. **Konklusion: Det har ikke været relevant at se på tarifiering af producenter i tarifmodel 3.0, men det er, jf. klimaaftalen, et emne, der skal ses på fremadrettet.**
- Der var et ønske om en ny og helstøbt løsning for egenproducenter, hvor rådighedstariffen afskaffes og erstattes af fx en indfødningsstarif.

Konklusion: Tarifieringen af egenproducenter holdes uændret, indtil der i lovgivningen er fastsat rammer for tarifiering af produktion.

1.4 Hovedindholdet i en ny tarifmodel

Hovedændringerne fra Tarifmodel 2.0 til Tarifmodel 3.0 er baseret på interessentinput og på Dansk Energis analyser og er følgende:

- Vandfaldsprincippet og dets kundeinddeling bevares.
- Tidsdifferentieringen af kWh-tariffen udvikles og styrkes baseret på nye data. Der er her særligt fokus på C-kunderne, men tidstarifieringen styrkes for alle kundegrupper.
- Der indføres en effektbetaling for større kunder (B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder).
- Der foretages en generel sanering af abonnementerne for at afspejle en række ændringer i lovgivning og afskaffelsen af skabelonafregning.

Dansk Energis nye tarifmodel ender dermed med at omfatte beregning af nedenstående tariffer og abonnementer for tre kundetyper:

Tabel 1 – Priselementer pr. kundetype

Kundetyper	Lavspændingskunder C og B-lav	Højspændingskunder B-høj, A-lav og A-høj
Almindelige forbrugskunder	Tidsdifferentieret forbrugstarif Abonnement	Tidsdifferentieret forbrugstarif Abonnement Effektbetaling
Egenproducenter	Tidsdifferentieret forbrugstarif (ligesom for øvrige kunder) Egenproducentabonnement Evt. producentabonnement for produktionsmåleren. Rådighedsbetaling/-tarif	Tidsdifferentieret forbrugstarif (ligesom for øvrige kunder) Egenproducentabonnement Evt. producentabonnement for produktionsmåleren. Rådighedsbetaling/-tarif Effektbetaling for forbrug (ligesom for øvrige forbrugskunder)
Producenter	Abonnement for producenter Abonnement for producenter, der har betalt måleren pr. regning	

1.5 Definitioner

Kunde:	Enhver der aftager eller leverer elektricitet gennem eldistributionsnettet.
Kundegrupper:	Forbruger, egenproducent, producent.
Forbruger:	En kunde, der aftager elektricitet gennem eldistributionsnettet.
Egenproducent:	En kunde, der producerer elektricitet eller varme og elektricitet med henblik på helt eller delvis at dække eget energiforbrug og som er tilsluttet eldistributionsnettet i den samme installation. Det elproducerende anlæg kan ejes af tredjepart.
Producent:	En kunde, der leverer elektricitet gennem eldistributionsnettet – dog ikke en egenproducent.
Underliggende net:	En kunde, som har modtaget bevilling til at drive netvirksomhed efter § 19 i lov om elforsyning og som ikke udveksler elektricitet direkte med transmissionsnettet. Underliggende net anses tarifieringsmæssigt for at tilhøre kundegruppen "forbruger".
Kundekategorier:	Kundekategorierne C, B-lav, B-høj, A-lav, A-høj og A-0. Kategoriseringen afhænger af det fysiske tilslutningspunkt i eldistributionsnettet, jf. kapitel 3 samt 4.2 og 4.2.1.
Egenproduktion:	Den producerede mængde elektricitet hos en egenproducent.
Egetforbrug:	Den andel af eget elforbrug, som egenproducenten selv producerer.

Priselementer:

Abonnement:	En fast årlig betaling pr. måler, der dækker omkostninger ved kundeforholdet, herunder omkostninger til administration, måling mv. For højspændingskunder inkluderer abonnementet betaling for kontrolmåler.
Forbrugstarif	Betales pr. kWh-træk fra nettet og går til at dække omkostningerne til brugen af selve eldistributionsnettet. Selvom betegnelsen er forbrugstarif, betales den af kundens bruttoenergitræk, uanset om energien går til slutforbrug.
Rådighedstarif:	Betaling pr. kWh af egetforbruget hos egenproducenter med produktionsmåling.
Rådighedsbetaling:	Fast beløb, der træder i stedet for rådighedstariffen hos egenproducenter, der ikke har produktionsmåling.
Effektbetaling:	En fast årlig betaling pr. installation for kundekategorierne B-høj, A-lav og A-høj. Den er baseret på kundens (brutto-) effekttræk opgjort pr. 1. august året før, baseret på data et år tilbage.
Tidsdifferentiering:	Princip, hvor forbrugstariffen pr. kWh varierer hen over døgnet og året ved timeinddelinger, der er kendt på forhånd. Tidsdifferentieringen reflekterer belastningen i elnettet og bygger på princippet om, at den, der belaster nettet, skal betale herfor.

Tarifieringsgrundlag:

Det samlede provenu, som netselskaberne skal opkræve ved tarifmodellens priselementer: Abonnementer, forbrugstariffer, effektbetalinger og rådighedstariffer/-betalinger, jf. afsnit 4.3.

2 Grundlæggende rammer for tarifieringen

Det følgende kapitel indeholder en gennemgang af de lovgivningsmæssige rammer for tarifieringen og de principper der er lagt til grund for de valgte tarifmetoder.

2.1 Lovgivning

Elforsyningslovens § 73 indeholder de prisbestemmelser, der sætter de overordnede rammer for netselskabernes tarifiering. Bestemmelsen forventes ændret ved forslag til lov om ændring af lov om elforsyning (Gennemførelse af elmarkedsdirektivet, ensretning af udløbsdatoer for netbevillinger m.v.), som forventes fremsat for Folketinget i oktober 2020.

"De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser efter §§ 69-71 skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til. Prisdifferentiering af hensyn til effektiv udnyttelse af elnettet og til elforsyningssikkerhed er tilladt. Prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning er kun tilladt i særlige tilfælde."

Elforsyningslovens § 73 suppleres af § 69 i samme lov:

§ 69. "Priser for ydelser fra netvirksomheder fastsættes i overensstemmelse med en indtægtsramme, som Forsyningstilsynet årligt fastsætter for hver netvirksomhed med henblik på dækning af netvirksomhedens omkostninger ved en effektiv drift af den bevillingspligtige aktivitet og forrentning af den investerede kapital."

I dag er netselskaberne underlagt en indtægtsrammeregulering, som begrænser netselskabernes samlede indtægter og dermed indtægter fra tariffer og abonnementer mv. Bestemmelserne i elforsyningslovens § 69 skal i den forbindelse ses som en præcisering af, at priserne for de enkelte ydelser skal fastsættes ud fra et omkostningsægtedssprincip.

Reglerne om tarifiering i elforsyningsloven skal ses i lyset af elforordningens artikel 18, som sætter rammerne for tarifiering. Elforordningens artikel 18 finder direkte anvendelse. Tarifmodel 3.0 er opbygget indenfor gældende regler i såvel elforsyningslovens § 73 som elforordningens artikel 18.

Efter elforordningens artikel 18 kan tidsdifferentierede nettariffer, hvor det er hensigtsmæssigt, indføres til at afspejle anvendelsen af nettet på en for slutkunden gennemsigtig, omkostningseffektiv og forudsigelig måde. Den foreslåede model for tidsdifferentieringen afspejler anvendelsen af nettet på en for slutkunden gennemsigtig, omkostningseffektiv og forudsigelig måde som beskrevet i afsnit 2.2. Desuden sikrer modellen omkostningsægted, under hensyn til såvel de respektive tidsintervaller, som hensyn til hvilke omkostninger de enkelte kundekategorier giver anledning til.

Modellen for effektbetaling er også i overensstemmelse med artikel 18, stk. 7, idet betalingen netop har til formål at afspejle de omkostninger, der er ved kundens brug af nettet. Endelig bemærkes, at både levering og aftag af elektricitet måles og opgøres særskilt i modellen, og at tarifieringen beregnes på baggrund af disse målinger i overensstemmelse med den forventede implementering af eldirektivets artikel 15.

Metoderne anmeldes til Forsyningstilsynet jf. 1085/2010 § 1 og § 4 skal gennemgå og i sidste ende tage branchevejledningen til efterretning. Herefter kan branchevejledningen anmeldes og anvendes af de enkelte netselskaber.

2.2 Principper for tarifiering

Dansk Energis tarifmodel ligger indenfor de rammer, elforsyningslovens § 73 og elforordningens artikel 18 giver om at tarifieringen skal være rimelig, ikke-diskriminerende, objektiv og omkostningsægte. Der er i udformningen af modellen taget udgangspunkt i følgende principper, som på forskellig vis omsætter lovgivningens krav:

- Omkostningsægthed og rimelighed
- Kollektivitet og ikke-diskrimination
- Objektiv og teknologineutral
- Prissignaler, der skaber incitamenter
- Enkelthed og transparens

Disse uddybes nedenfor.

2.2.1 Omkostningsægthed og rimelighed

Omkostningsægthed er det grundlæggende princip for tarifieringen. Kunden skal betale for de omkostninger, han giver anledning til. En operationalisering af omkostningsægthed kræver en stillingtagen til, hvilke kunder der driver nettets omkostninger, og hvordan de gør det.

Grundlæggende er det behovet for kapacitet, som er bestemmende for de fleste af nettets omkostninger. Typisk over 70 pct. af et netselskabs omkostninger knytter sig til selve nettet i form af kapitalomkostninger, drift og vedligehold af infrastrukturen. Over tid bestemmes kapacitetsbehovet af, hvor meget kunderne belaster nettet, fordi netdimensioneringen fastsættes til altid at kunne forsyne kunderne. Omkostningsægthed kan derfor forstås som at *den, der belaster nettet, skal dække de relaterede omkostninger*.

Belastning af nettet sker for de mindre kunder typisk ved, at store kundegrupper bruger energi samtidigt, og dermed drives behovet for kapacitet. For større kunder drives behovet for kapacitet dels af energiforbruget og samtidigheden heri, men også i høj grad af de individuelle store enheders behov for kapacitet til deres individuelle effekttræk.

De omkostninger, der ikke stammer fra selve nettet, er fx omkostninger til målerparken, datahåndtering, kundeforhold og administration. Disse omkostninger er knyttet til kunderne og opkræves i forhold til, hvad det koster at betjene det enkelte kundeforhold. Det vil sige på abonnementet.

Kunden bidrager endvidere igennem sin betaling til den del af elnettet, der er nødvendig for at forsyne vedkommende med elektricitet. Således vil en C-kunde tilsluttet elnettet på 0,4 kV udover at bidrage til elnettet på 0,4 kV også bidrage til elnettet på 50 og 10 kV, som bruges til at forsyne ham. Dette benævnes "*vandfaldsprincippet*" og uddybes nedenfor.

2.2.2. Kollektivitet og ikke-diskrimination

Kollektivitet er et implicit hensyn i tarifiering. da kunderne i en køberkategori jf. lovgivningen kollektivt skal betale for de omkostninger, kategorien giver anledning til. Det er en konvention, at alle kunder i en kategori indenfor det samme netselskab betaler det samme for at bruge nettet, f.eks. uanset hvor mange kilometer af elnettet den enkelte kunde faktisk anvender for at få leveret sin elektricitet. Princippet indebærer endvidere, at en kunde omvendt ikke kan melde sig helt eller delvist ud af betalingselementerne i sin kundegruppe hvis kunden fx ligger i særligt fordelagtige områder.

Der er klare stordriftsfordele forbundet med alene at have ét elnet i et givent geografisk område, og dette nyder alle kunder godt af. Derfor er det hensigtsmæssigt og rimeligt at tarifieringen af den enkelte kundegruppe bygger på nogle fælles og ikke-diskriminerende betalingselementer for at bruge det fælles elnet.

Det sikrer en enkelthed og en ikke-diskrimination i omkostningsfordelingen mellem de enkelte kunder indenfor en kundekategori. Det betyder fx, at den afsidesliggende kunde ikke skal betale mere end kunden, der bor i byen, og det afspejler også bestemmelsen i elforordningens artikel 18, stk. 1, sidste pkt., hvorefter tariffer ikke må være afstandsrelaterede. Det er også i tråd med elforsyningsloven § 73 om at tarifieringen inddeles i samlede køberkategorier.

2.2.3 Objektiv og teknologineutral

For nettet er det den fysiske belastning, kundens adfærd medfører, der er afgørende for omkostningerne. Det er for så vidt ligegyldigt, hvad kunden bruger el til. Det er derfor et princip for tarifferne i denne model, at de er teknologineutrale. Der skeles ikke til typen af teknologi, eller hvad energien i øvrigt anvendes til af kunden. Dermed opfyldes også bestemmelsen i elforordningens artikel 18, stk. 1, hvorefter tarifferne hverken må indebære positiv eller negativ forskelsbehandling af energilagring eller aggregering.

Udover de kompleksiteter, der altid er forbundet med særlig taritmæssig behandling af bestemte teknologier, vil det i øvrigt gøre sig gældende, at en fordelagtig tarif til bestemte teknologier alt andet lige medfører, at andre kunder vil opleve en større regning. Dette ville stride imod hensynet til omkostningsæghed, og rimelighed og vil stride mod lovgivningens krav om at tarifieringen ikke er diskriminerende.

Teknologineutralitet er derfor et centralt princip for tarifmodellen, og med til at sikre ikke-diskriminerede og objektive tekniske kriterier afgør tarifieringen. De steder, hvor der afviges herfra, er det fordi, lovgivningen eksplicit stiller krav om det.

2.2.4 Prissignaler, der skaber incitamenter

Dansk Energis analyser og fremskrivninger viser, at elektrificeringen af samfundet i perioden frem mod 2030 vil medføre væsentligt forøget brug af og belastning i elnettet. Den stigende belastning vil føre til behov for netudbygning og dermed stigende omkostninger til eldistribution.

Dette medfører et fokus på fleksibelt elforbrug for derigennem at reducere de omkostningsfulde udbygninger og forstærkninger af elnettet, der ellers vil være nødvendig for at opretholde leveringssikkerheden.

Der er en mængde redskaber, netselskaberne kan anvende, men en væsentlig del af fleksibelt elforbrug handler om at anvende en tarifstruktur over for kunderne til at sende mere målrettede prissignaler. Prissignalerne skaber incitamenter for kunden til at tage aktiv stilling til behovet for effekt eller til at reducere eller flytte forbruget på bestemte tidspunkter på året eller døgnet.

Visionen med en ny tarifiering er at give kunderne incitament til at indpasse deres fremtidige forbrug på en måde, der begrænser behovet for netudbygning, og som dermed også samtidig er omkostningsægte og rimelig.

Tidsdifferentierede tariffer og effektbetaling er incitamentsskabende prissignaler, der tilskynder effektiv udnyttelse af elnettet og i sidste ende samfundets ressourcer. Ambitionen er, at tarifieringen skal blive et plussumsspil fremfor et fordelingsmæssigt nulsumsspil ved, at kundernes fleksible adfærd ad åre medfører sparede investeringer, hvilket betyder, at enhedstarifferne kan holdes nede.

Engrosmodellen betyder, at netselskaberne ikke fakturerer elkunderne direkte. Elhandlerne fakturerer slutkunderne og kan i den forbindelse også vælge at ombryde tarifopkrævningen. Dette sker dog ikke i praksis på nuværende tidspunkt. Tarifieringen udformes, så der stilles prissignaler ift. slutkunderne i en forventning om, at elhandlerne vil videreformidle disse, eller på anden vis vil indarbejde signalerne herfra i deres endelige opkrævning og produkter overfor slutkunden.

2.2.5 Enkelthed og transparens

Tarifieringen skal i videst muligt omfang være enkel og transparent. Dels for at kunderne kan reagere på incitamenterne i tarifstrukturen, og forbrugsfleksibiliteten dermed kan aktiveres. Dels fordi kompleksitet i tarifieringen kan virke urimeligt for kunderne, hvis han ikke har mulighed for at gennemskue hvilken adfærd der tjener ham bedst.

Da der er mange hensyn i tarifieringen og mange mulige tarifieringsmæssige redskaber, bliver hensynet til enkelthed og transparens centralt. Det betyder, at modellen ikke gør brug af tarifredskaber, der er så komplekse, at kunderne (og dermed elnettet) ikke er godt tjent med dem.

Tarifmodellen opstiller dermed enkle tydelige priser med gennemskuelige instrumenter (abonnenter, tidsdifferentierede tariffer samt effektpriser), der er kendt for kunderne på forhånd, så de kan agere herpå.

Endelig er det i lyset af engrosmodellen et hensyn, at elhandlerne, som har ansvaret for opkrævningen af tarifferne fra kunderne, oplever en forholdsvis enkel struktur.

2.2.6 Afvejning af de forskellige centrale principper bag tarifieringen

I tarifmodellen er der foretaget en række metodevalg for, hvordan de enkelte tariffer og abonnenter skal beregnes. Her er der foretaget afvejning af balancen imellem de forskellige principper og hensyn for tarifieringen, som i nogle tilfælde kan være i intern modstrid.

Tarifmodellen er bygget op omkring en afvejning mellem a) omkostningsægthed og rimelighed for den enkelte kunde over for b) principperne om kollektivitet og enkelthed i tarifieringen som helhed. Hertil kommer hensynet til en effektiv udnyttelse af ressourcerne set fra en samfundsmæssig synsvinkel.

Figur 1 – Principper for tarifieringen



Ved den endelige udformning af tarifstrukturen er det nødvendigt med en helhedsvurdering af de effekter og incitamenter, som prissignalerne medfører. Samlet set omsætter tarifmodellen lovgivningens krav om, at prisfastsættelse skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende vilkår og i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte kundegrupper giver anledning til. Det sker ud fra en samlet afvejning af ovennævnte hensyn og indenfor de fastlagte principper.

3 Principperne omsat til tarifiering i Tarifmodel 3.0

Dette kapitel beskriver hvordan principperne i kapitel 2 omsættes til en konkret tarifmodel, og hvad de overordnede overvejelser har været bag de valgte metoder.

3.1 Den, der belaster nettet, skal dække de relaterede omkostninger – tidsdifferentiering af tarifferne og introduktion af en effektbetaling

Det er et mål for Tarifmodel 3.0 at sende prissignaler til kunderne, der giver incitament til hensigtsmæssig adfærd, navnlig placering af forbrug uden for de mest belastede timer, og sikre at kunden betaler for den kapacitet, kunden reelt lægger beslag på. De redskaber, der er valgt til dette formål, er en tidsdifferentieret kWh-tarif og en effektbetaling for de store kunder. Derudover opkræves et abonnement fra hver kunde for måling og omkostningerne ved kundeforholdet. Endelig bibeholdes rådighedstariffer og betalinger fra egenproducenter for nuværende.

Tidstariffer er et mere omkostningsægte redskab end flade kWh-tariffer. Den omfattende stigning i energiforbruget til fx opladning af elbiler forventes endvidere at ramme den eksisterende spidslast. Såfremt forbruget stiger i de allerede mest belastede timer, vil omkostningstung udbygning af nettet være nødvendig. Derfor er tidstariffer et oplagt redskab.

Effektbetalingen finder anvendelse for de kunder, der særligt vurderes også at påvirke nettet ved deres individuelle effektbehov. Det betyder, at det for højspændingstilsluttede kunder er nødvendigt med en fast betaling knyttet op på effektbehovet, for at sikre at tarifieringen bliver omkostningsægte. Der er en direkte sammenhæng mellem størrelsen på effektprisen og en tilsvarende reduktion i den variable tarif for den relevante kundekategori. Kundekategorier, der får effektbetaling, får en lavere løbende variabel tarif, fordi det i mindre grad er energiforbruget, der driver effektbehov her. Da effektbetaling er et helt nyt prislelement for de danske kunder, er niveauet jævnfør afsnit 5.4 fastlagt konservativt og forventes at blive genbesøgt efter fem år.

Det har været en eksplicit overvejelse ud fra en helhedsvurdering ved indretningen af tidsdifferentieringen og effektbetalingen at give klare incitamenter. Hvis kunderne er i stand til at indrette deres forbrug på en for nettet hensigtsmæssig måde, vil de kunne opnå en mærkbar besparelse. I den omvendte situation er det også nødvendigt, at eksempelvis kWh-prisen i spidsbelastningstimerne er tilpas høj til, at den overfor kunden faktisk reflekterer omkostningerne for nettet.

Det bemærkes i denne forbindelse, at netselskaberne på kort sigt kun ændrer på, *hvornår* provenuet opkræves, og ikke på *hvor meget* provenu, der opkræves. Ligeledes ændres der ikke væsentligt på fordelingen mellem kundekategorierne, da vandfaldsprincippet bibeholdes. Dette betyder, at modellen for en kunde med et for det pågældende tilslutningsniveau gennemsnitligt forbrugsmønster ikke vil opleve en mærkbar betalingsændring.

3.2 Vandfaldsprincippet

Distributionsnettet kan naturligt opdeles i tre spændingsniveauer: 50-60 kV, 10 kV og 0,4 kV. Disse tre niveauer er fysisk betingede og giver anledning til forskellige omkostninger for netselskabet. Derfor er udgangspunktet for Dansk Energis tarifmodel, at netselskabets kunder kategoriseres ud fra det fysiske tilslutningspunkt og betaler til omkostningerne på eget spændingsniveau og de niveauer, der ligger over.

Baggrunden for vandfaldsprincippet er, at elektricitet transporteret og forbrugt i el-distributionsnettet i al væsentlighed indføres på 50-60 kV-niveau eller højere og derefter flyder nedad i systemet.

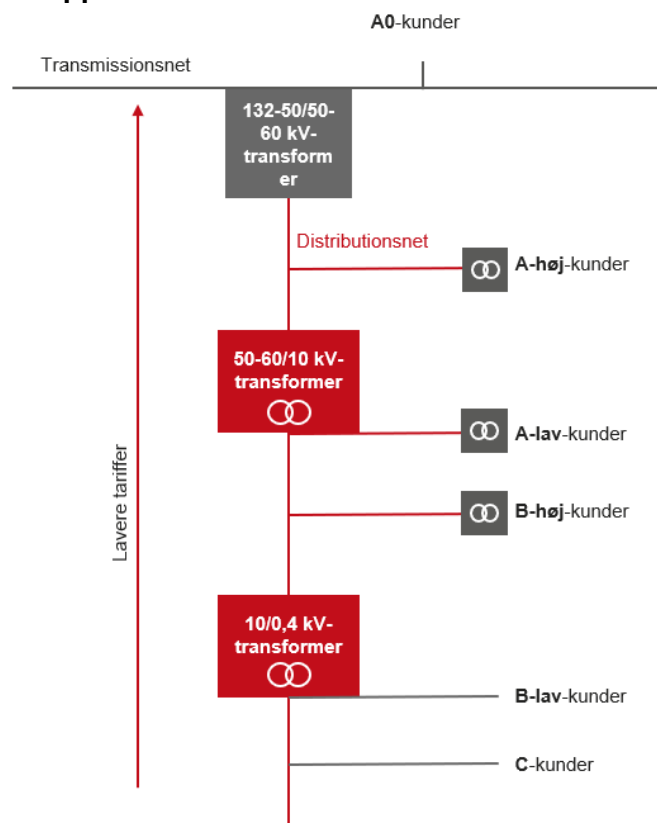
Den elektricitet, som en C-kunde aftager på 0,4 kV-niveau, skal derfor for den aftagne elektricitet i al sin væsentlighed:

- 1) transporteres igennem 50-60 kV-elnettet,
- 2) transformeres fra 50-60 kV ned til 10 kV,
- 3) transporteres igennem 10 kV-elnettet,
- 4) transformeres ned fra 10 kV til 0,4 kV og
- 5) transporteres ud til slutkunden tilsluttet i 0,4 kV-elnettet.

Således vil en A-lav-kunde, [der er tilsluttet i en 50-60/10kV-transformer], skulle bidrage til omkostninger vedrørende højspændingsaktiver, mens en C-kunde drager nytte af såvel højspændings- som mellemspændings- og lavspændingsnettet og dermed bør bidrage hertil. Dertil kommer, at eksempelvis A-kunder typisk ejer egne aktiver, som alene benyttes af kunden selv, og som fx kan være indbygget i kundens fabrik, og som transformerer højspændingsstrøm ned til det niveau, som bruges af fabrikken. Derfor ville det ikke være omkostningsægte, at sådanne kunder skulle betale til netselskabets lavspændingsaktiver. Vandfaldsprincippet er reelt en del af udmøntningen af elforsyningslovens bestemmelser om omkostningsæghed imellem kundegrupper.

Dermed kategoriseres kunderne som enten en A-høj/lav, B-høj/lav eller C-kunde afhængigt af, hvilket spændingsniveau, kunden er tilsluttet i elnettet. Kudekategoriseringen baseret på det fysiske tilslutningspunkt i nettet er illustreret i nedenstående figur 2:

Figur 2 – Vandfaldsprincippet



Det afgørende for kundens fysiske tilslutningspunkt i nettet er behovet for effekt. Dette skal forstås på den måde, at desto større effektbehov en kunde har, des "højere" vil vedkommende generelt blive tilsluttet i nettet.

4 Metodikken i Tarifmodel 3.0

Principperne i foregående afsnit omsættes i det følgende til en konkret metode for at fastsætte de enkelte tarifelementer. I dette afsnit beskrives metodikken for modellen grundlæggende:

- Netselskabets tarifieringsgrundlag opgøres og fordeles i kategorier i forhold til selskabets omkostninger. Omkostningskategorierne knyttet til selve nettet fordeles på selskabets kundekategorier efter vandfaldsprincippet, og omkostninger knyttet til måling og kundeforholdet allokeres direkte til opkrævning over abonnementerne.
- For hver kundekategori omsættes netomkostningerne enten i en variabel kWh-tarif eller en effektbetaling for store kunder baseret på effektblokke.

Dermed bliver netomkostninger opkrævet pr. kWh eller kW, mens måleromkostninger, administration og lignende opkræves pr. abonnement. Det sker ved at beregne en række standardtarifelementer:

- Abonnementer for alle kundekategorier (A-høj, A-lav, B-høj, B-lav og C)
- Tidsdifferentierede kWh-tariffer for alle kundekategorier (A-høj, A-lav, B-høj, B-lav og C)
- Effektbetaling for kundekategorierne A-høj, A-lav og B-høj.

Disse tarifelementer er dækkende for de fleste almindelige forbrugskunder. Herudover er der en række supplerende tariffer. For disse gælder, at de typisk er varianter af standardtarifelementerne, hvor enkelte omkostningselementer er tillagt eller fradraget.

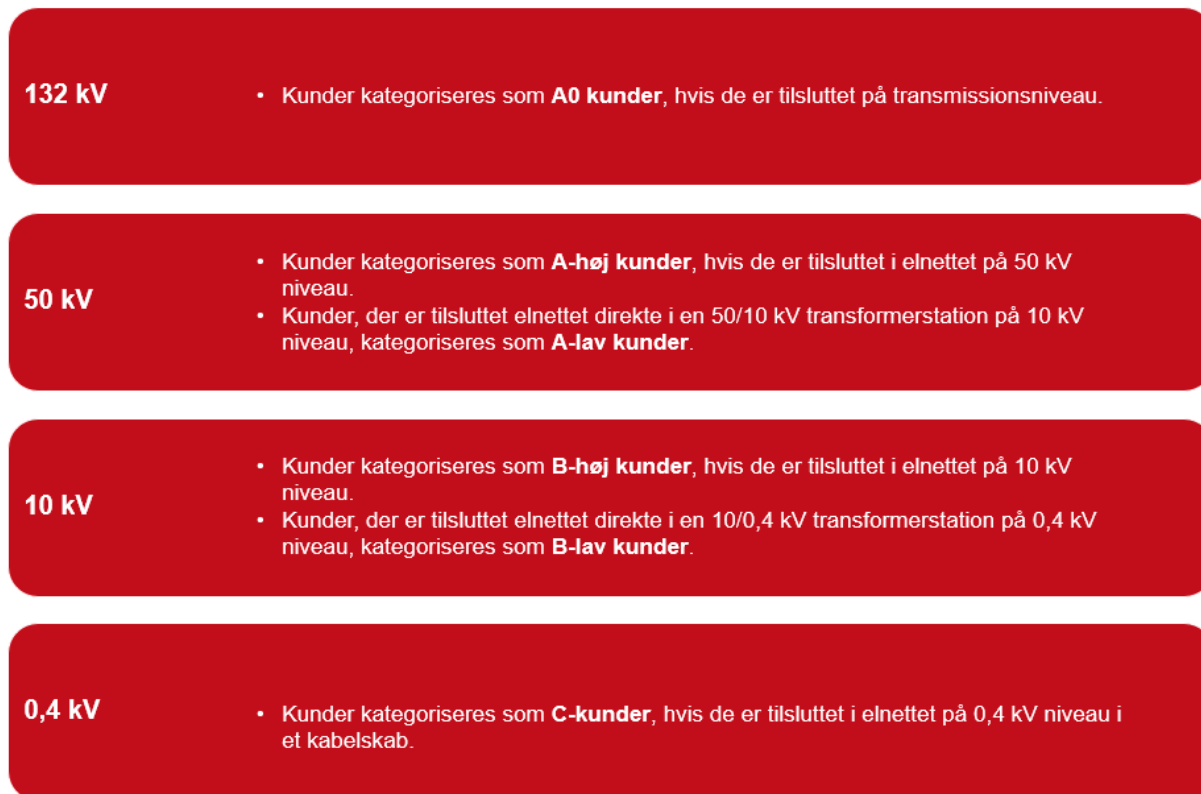
4.1 Kategorisering af kunderne

Kundekategoriseringen i tarifmodellen ligger i naturlig forlængelse af vandfaldsprincippet, som tilskriver, at kunderne kategoriseres efter deres fysiske tilslutningspunkt. Det sikrer overholdelse af elforsyningslovens bestemmelse om, at kunderne alene skal betale for de omkostninger, den enkelte kundekategori giver anledning til.

4.1.1 Hovedregel for kundekategorisering

På baggrund af det foregående afsnit kan den overordnede kundekategorisering opsummeres på følgende måde:

Figur 3 – Kundekategorisering



4.1.2 Undtagelse fra hovedreglen for kundekategorisering

Udgangspunktet for Dansk Energis tarifmodel er, at netselskabets kunder kategoriseres ud fra det fysiske tilslutningspunkt. Dermed afholder kunder alene omkostninger til de dele af nettet, der anvendes til at levere elektricitet til den enkeltes forbrug.

På grund af konkrete fysiske forhold og hensynet til omkostningseffektivitet vil det for netselskaberne i enkelte tilfælde være hensigtsmæssigt at afvige fra denne hovedregel. Problemstillingen forekommer særligt typisk for kunder tilsluttet på 0,4 kV-niveau i snitfladen imellem kundekategorierne C og B-lav, hvor privatkunder i etageejendomme i de større byer kan være tilsluttet på begge måder.

Det kan være indenfor metodens principper i nogle tilfælde at afvige fra hovedreglen om fysisk tilslutningspunkt og anvende f.eks. kategorisering efter forbrug, historiske forhold eller en kombination af førnævnte metoder for at sikre rimelighed og ikke-diskrimination. Såfremt et netselskab systematisk afviger fra, eller af helt lokale behov har brug for at indføre en særlig kundekategori, kan dette godt rummes indenfor den samlede modellogik, men vil skulle anmeldes selvstændigt.

4.1.3 Underliggende netselskaber som kundetype

Der er en række netselskaber, der bruger 50/60 kV-nettet hos et større netselskab. Disse kaldes "*underliggende netselskaber*". I Tarifmodel 3.0 tarifieres underliggende netselskaber lige som øvrige forbrugere. Dvs. de vil betale en ordinær, tidsdifferentieret tarif samt eventuel effektbetaling i henhold til deres tilslutningsniveau.

4.1.4 Særligt om A0-kunder

A0-kunder er de kunder, der er tilsluttet direkte i transmissionsnettet. Disse tariferer netselskaberne ikke direkte, men de har måleopgaven for disse kunder. De opkræves i modsætning til de øvrige kundegrupper dermed alene et abonnement som betaling for måleopgaven.

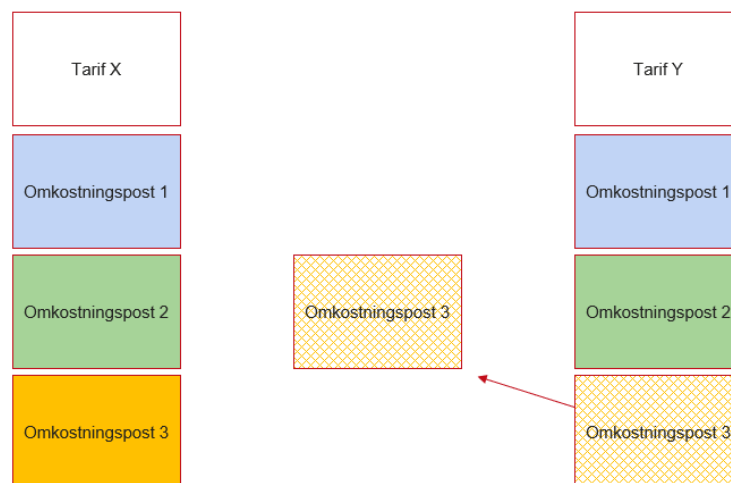
4.2 Byggeklodstankegangen

Tarifmodel 3.0 tager udgangspunkt i en byggeklodstilgang for opbygning af de forskellige tariffer og abonnementer. Byggeklodstilgangen betyder, at det er det enkelte netselskabs faktiske omkostninger, der danner udgangspunkt for strukturen i tarifferne.

Priselementerne kWh-tariffer, abonnementer og effektpriser beregnes med udgangspunkt i de andele af omkostninger og aktiviteter, der kan henføres til dels den relevante kundekategori og dels det rette priselement. En byggeklods svarer i tarifmodellens terminologi til en omkostningskategori, eksempelvis drift og vedligeholdelse af ledningsnettet på henholdsvis 50 kV, 10 kV og 0,4 kV-niveau. En total liste over omkostningskategorierne kan findes i bilag 1. Tanken er, at omkostningskategorierne kan betragtes som byggeklodser, der kan sammensættes på forskellig vis. Arten og antallet af byggeklodser svarer til de forskellige kategorier for omkostninger og aktiviteter, der anvendes i forbindelse med tarifieringen. Mekanismen er, at der indenfor hver kundekategori beregnes en byggeklods pr. omkostningskategori. En byggeklods til brug for tariffen udtrykkes i øre/kWh, mens en byggeklods til brug for abonnementet udtrykkes i kr./måler, og en byggeklods til effektbetalingen udtrykkes i kr./MW.

Når først byggeklodserne til en tarif, et abonnement eller effektpris er sammensat og opgjort, vil man kunne lave varianter heraf ved enten at fjerne en eller flere byggeklodser eller at tilføje yderligere byggeklodser. Dette illustreres i nedenstående figur, hvor Tarif Y beregnes ved at tage afsæt i Tarif X, hvor bidraget til afholdelse af omkostningspost 3 fradrages:

Figur 4 – Byggeklodstankegangen



Dette eksempel illustrerer, at det med byggeklodsmetoden ikke er nødvendigt at beregne alle tariffer og abonnementer fra bunden, da priselementerne kan fremkomme ved enten at undlade eller medtage relevante byggeklodser.

Byggeklodserne beregnes som en enhedsomkostning, dvs. ud fra brøken omkostninger/enheder. For at kunne beregne det nødvendige sæt byggeklodser inden for hver kundekategori, skal der findes en tæller og nævner i førnævnte brøk. Det vil gælde, uanset om byggeklodsen er beregnet til opbygning af en tarif, et abonnement eller en effektpris.

Ved beregning af enhedsomkostningen (byggeklodsen) opgøres tælleren som hver enkelt omkostningskategori, fordelt ift. kundekategorierne efter omkostningerne er fordelt ved vandfald. Hvad effektprisen angår, findes tælleren i byggeklodserne som 25% af de af kWh-byggeklodserne, der er relevante for effektprisen. De 25% reallokeres som angivet indledningsvist i kapitel 4 før den faktiske enhedstarif for kWh-byggeklodserne beregnes. For en nærmere indføring i fordelingen mellem kWh-tarif og effektpris henvises til kapitel 5.4 i nærværende dokument.

Nævneren udgøres af det samlede antal kWh, antal målere eller den samlede abonnerede effekt, som en given omkostningskategori skal opkræves ved. Vandfaldsprincippet gør at omkostninger, der også er relevante for de lavere spændingsniveauer, også skal fordeles på disse.

For de forskellige priselementer opgøres nævneren som følger:

- For tarifferne opgøres nævneren som det samlede antal kWh fra kunder der skal betale til omkostningskategorien
- For abonnementet opgøres nævneren i udgangspunktet som det samlede antal målere hos kunder der skal betale til omkostningskategorien
- For effektprisen opgøres nævneren som den abonnerede effekt, der er opgjort for kundekategorien

Når byggeklodserne er beregnet for de fem kundekategorier (C, B-lav, B-høj, A-lav og A-høj), kan de forskellige varianter af tariffer og abonnementer for hver af kundegrupperne opgøres (forbrugere, egenproducenter og producenter). Eksempelvis vil et producentabonnement til produktions-

anlæg, hvor kunden afholder måleromkostninger per regning, kunne beregnes med udgangspunkt i et almindeligt producentabonnement, hvor der korrigeres for byggeklodser vedrørende måleromkostninger. Dette er fx tilfældet for de produktionsanlæg, der i nettilslutningsbekendtgørelsen fritages for at bidrage hertil over abonnementet.

4.3 Opgørelse af tarifieringsgrundlaget

Netselskaberne har monopol på at drive elnetvirksomhed inden for det givne bevillingsområde. Det følger af bevillingen og lovgivningen, at netselskaberne er underlagt en indtægtsrammeregulering, som fastsætter netselskabernes samlede indtægter fra den bevillingsmæssige aktivitet og dermed også indtægterne fra tariffer og abonnementer mv.

Det samlede beløb, der skal opkræves via tariffer, abonnementer og effektbetalinger, udgør tarifieringsgrundlaget. Tarifieringsgrundlaget opgøres med udgangspunkt i netselskabets indtægtsramme. Først korrigeres indtægtsrammen for:

- Differencer fra tidligere år
- Midlertidige tarifnedsættelser (herunder evt. udlodning til andelshavere via nettariffen)
- Omkostninger, der opkræves til overliggende netselskaber
- Evt. andre korrektioner

Den korrigerede indtægtsramme udtrykker de samlede tilladte indtægter i netselskabet. Heraf vil størstedelen af netselskabernes indtægter stamme fra tariffer, abonnementer og effektbetalinger.

Inden tarifieringsgrundlaget for tariffer, abonnementer og effektbetalinger findes, skal den korrigerede indtægtsramme dog justeres for:

Derudover vil netselskaberne også have en række andre indtægter. Disse skal fradrages indtægtsrammen for at beregne tarifgrundlaget. De vigtigste af disse indtægter er:

- særtariffer
- tilslutningsbidrag
- gebyrer
- Øvrige indtægter (herunder rådighedsbetalingen på 65 DKK p.a.)

Enkelte netselskaber kan have behov for at bruge tariffer og abonnementer, der ligger uden for den nye tarifmodel. Dette kan skyldes helt konkrete lokale forhold. Et eksempel på et særabonnement kan være en forbruger, hvor netselskabet ejer stikledningen. Sådanne tariffer ligger uden for den nye tarifmodel. Provenuet herfra skal indregnes som korrektion af tarifgrundlaget for selve tarifmodellen. Ligeledes vil provenuet fra den faste rådighedsbetaling på 65 DKK for egenproducenter skulle fradrages ved opgørelse af tarifieringsgrundlaget.

Hvad angår tilslutningsbidragene tages der særligt højde herfor ved fastlæggelsen af tarifieringsgrundlaget. Provenuet fra tilslutningsbidrag skal for hver kundekategori modregnes i det provenu, der skal opkræves fra den specifikke kundekategori. Ved korrektion af de enkelte kundekategoriens tarifieringsgrundlag for tilslutningsbidrag sikres, at ingen kundekategori reelt overbidrager hhv. underbidrager til opkrævning af det samlede tarifieringsgrundlag.

Tariferingsgrundlaget opgøres dermed som forskellen imellem a) netselskabets samlede tilladte indtægter og b) netselskabets indtægter, som netselskabet forventer at få på anden vis end fra tariffer, effektbetaling og abonnementer beregnet i tarifmodellen.

Når tariferingsgrundlaget er opgjort, omsættes det via tarifmodellen til tariffer, abonnementer og effektbetalinger for hver kundekategori, der netop sikrer netselskabet et provenu svarende til tariferingsgrundlaget. Det skal bemærkes, at netselskabets endelige indtægtsramme for et givent år først kendes ca. et år efter, at året rent faktisk er slut. Det vil altså være den budgetterede indtægtsramme der lægges til grund.

Derfor vil netselskabet have behov for at lave korrektioner i efterfølgende års tariferingsgrundlag i form af såkaldte "*differencer*" fra tidligere år. Disse beregnes endeligt af Forsyningstilsynet.

4.4 Fordeling af tariferingsgrundlaget på kundekategorier

Som det fremgår af foregående afsnit, kategoriseres kunderne ud fra deres tilslutningsniveau i elnettet. Tariferingsgrundlaget fordeles derfor på de fem kundekategorier (A-høj, A-lav, B-høj, B-lav og C).

I praksis nedbrydes tariferingsgrundlaget i omkostningskategorier. Hver omkostningskategori, der vedrører selve nettet, fordeles herefter på de relevante kundekategorier. Eksempelvis vil omkostninger til drift af 0,4 kV-nettet blive fordelt til C-kunder, mens afskrivninger på 50-60/10 kV-transformere allokeres til A-lav-kunder.

Nedbrydningen af tariferingsgrundlaget og de efterfølgende fordelinger på kundekategorier er illustreret i nedenstående figur og omtales yderligere i de efterfølgende afsnit.

Figur 5 – fordeling af tariferingsgrundlag og omkostninger



Altså fordeles omkostningerne først ud på omkostningskategorier. Omkostningskategorierne allokeres til kundekategorierne og derefter sker der vandfald, så omkostningselementerne både belaster de kunder, der er tilknyttet kategorien og kunder på de underliggende spændingsniveauer, hvis omkostningskategorien også er relevant for dem. Skridtene uddybes nedenfor.

4.4.1 Nedbrydning af tarifieringsgrundlag i omkostningskategorier

Forud for fordelingen af tarifieringsgrundlaget på kundekategorier brydes tarifieringsgrundlaget ned i en række omkostningskategorier. Det er med udgangspunkt i disse omkostningskategorier, at tarifieringsgrundlaget fordeles. De omkostningskategorier, der anvendes i modellen, fremgår detaljeret af bilag 1 og fordeles efter følgende hovedgrupper:

1. Drift og vedligehold
2. Målere
3. Generelle omkostninger og administration
4. Nettab
5. Øvrige omkostninger
6. Afskrivninger
7. Forrentning

Selve nedbrydningen af tarifieringsgrundlaget sker med udgangspunkt i netselskabets budgetterede omkostninger for hver af de specificerede omkostningskategorier. Herefter beregnes forskellen imellem tarifieringsgrundlaget og summen af omkostningskategorierne. Denne forskel udgør netselskabets forrentning.

4.4.2 Fordeling af omkostningerne på kundekategorier

Fordelingen af omkostningskategorierne fra forrige afsnit samt forrentningen ud på kundekategorier sker kategori for kategori ved enten direkte fordeling eller ved brug af en fordelingsnøgle. I udgangspunktet er det dog forventningen, at netselskaberne baseret på deres økonomiregistreringer kan lave en direkte fordeling af omkostningerne ud i de fem kundekategorier, da omkostningsregistreringerne i netselskaberne i dag typisk sker ud på spændingsniveau og på hhv. ledningsnet og transformere.

Beløbet til forrentningen fordeles ligeledes mellem kundekategorierne, men altid baseret på aktivværdierne som fordelingsnøgle, og en del, svarende til forrentning af målerne, allokeres til abonnementet. Aktivværdierne opgøres pr. kundekategori, og forrentningen fordeles herefter mellem kundekategorierne med den relative aktivfordeling som fordelingsnøgle.

I de tilfælde, hvor netselskabets økonomiregistrering eller rent praktiske forhold ikke muliggør en direkte omkostningsfordeling, er der behov for at anvende en fordelingsnøgle. Her er der for hver omkostningskategori vurderet, hvilken omkostningsdriver der bedst afspejler ressource-trækket fra hver af kundekategorierne. Princippet for fordeling af omkostningskategorierne på de forskellige kundekategorier varierer således fra omkostningskategori til omkostningskategori.

Fordelingen kan altså enten foretages via en af følgende fordelingsnøgler:

- Direkte fordeling
- Fordeling ud fra kWh
- Fordeling ud fra antal målere
- Fordeling ud fra målerpris
- Fordeling ud fra målerafskrivningsnøgler
- Fordeling ud fra netaktiver (bogført værdi)

Som angivet er det udgangspunktet, at netselskabernes økonomiregistreringer lægges til grund for direkte fordelinger af omkostningerne. Anvendelsen af fordelingsnøglerne sker dermed kun i mangel på nødvendige registreringer. Fordelingsnøglerne for hver enkelt kundekategori kan ses i bilag 1.

4.4.3 Øvrige omkostninger, der falder uden for standardkategorierne

Tarifmodel 3.0 opererer med et standard-setup for fordelingen af omkostninger på arter. Dog vil netselskaber kunne have omkostninger, der ikke falder indenfor de definerede kategorier. Derfor findes omkostningskategorien "*5.2 Øvrige omkostninger*", hvor selskabet selv skal forholde sig til, hvilke af disse principper der skal gælde for de konkrete omkostninger.

Hvis et netselskab har "*øvrige omkostninger*", må de selv træffe beslutning om fordelingen for så vidt angår:

- Fordeling mellem høj- og lavkunder på de forskellige spændingsniveauer
- Fordeling mellem abonnenter, tariffer og effektbetalinger
- Vandfaldsprincippets relevans.

Netselskabernes metodefrihed hvad disse "*øvrige omkostninger*" angår, skyldes behovet for en omkostningspost, der kan opstå lokalt, og som ikke passer ind i den almindelige omkostningskategorisering. Det er dog ikke meningen, at denne post skal anvendes for væsentlige omkostningsposter, som alle forventes at kunne indpasses under omkostningsarterne, som angivet i bilag 1.

4.4.4 Omkostninger til overliggende net

Som angivet i kapitel 4.2.3 tarifieres underliggende net som øvrige kunder i den kategori, deres tilslutningsniveau tilskrives. Dette medfører, at nogle selskaber vil have omkostninger til overliggende net, og disse indeholdes i omkostningskategori "*5.1 Omkostninger til overliggende net*". Dette er en særlig omkostningspost, som falder udenfor modellens standardkategorier, da de både tillægges indtægtsrammen inden tarifieringsgrundlaget, opgøres og optræder som en omkostningspost. Det skyldes at denne omkostningspost opkræves af de underliggende netselskaber, men kun indgår i de overliggende netselskabers indtægtsramme.

Disse omkostninger fordeles i overensstemmelse med vandfaldsprincippet ligeligt efter kWh-forbrug på alle kundekategorier i netselskabet og opkræves over kWh-tariffen og effektpriserne.

4.4.5 Vandfaldet i praksis

Når først tarifieringsgrundlaget er brudt ned i omkostningskategorier og fordelt på kundekategorier betyder vandfaldsprincippet, at omkostningerne der allokeres til en kundekategori, gælder kunderne i denne kategori og de underliggende kategorier.

Det fremgår også af bilag 1, hvorvidt de enkelte omkostningskategorier er relevante udelukkende for den pågældende kundekategori selv, eller om kunder med aftag "længere nede" i el-nettet drager nytte heraf, og om "vandfaldsprincippet" dermed finder anvendelse.

Eksempelvis vil omkostninger til 50-60/10 kV-transformerne allokeres som A-lav-omkostningskategori. Denne omkostningskategori vil så indgå i tarifferne og effektbetaling for A-lav og for tariffer og effektbetaling for de lavereliggende kunder på B-høj, B-lav og C-kunder. Omkostninger til 50-60/10 kV-transformerne vil således være en byggeklods (jf. afsnit 4.2) for A-lav, B-høj, B-lav og C-kunder.

4.5. Tarifstruktur og fordeling af omkostninger på priselementer

Efter at de forskellige omkostningskategorier er fordelt på kundekategorier, fordeles det samlede beløb, hver enkelt kundegruppe skal opkræves. Dansk Energis tarifmodel opererer her med en tarifstruktur, der både indeholder et variabelt element (kWh-tariffen), et semi-fast element (effektbetalingen) og et fast element (abonnementet).

Omkostningskategorier, der er drevet af kundeforholdet, og dermed er uafhængige af såvel energiforbrug som effekttræk på kort og langt sigt, indregnes i abonnementet. Eksempler på omkostninger, der kan siges at være drevet af kundeforhold, er de omkostninger, som netselskaberne har til administration og måling. For disse omkostninger vurderes det mest retvisende, at alle kundeforhold i udgangspunktet bidrager ligeligt til afholdelse heraf.

Omkostningskategorier, der alene er afhængige af energiforbruget, dvs. nettabet, indregnes i kWh-tariffen.

Omkostningsposter relaterede til selve net-infrastrukturen anses for knyttet til den kundefærd der driver effektbehov og indregnes i enten tariffen eller effektbetalingen. Eksempler herpå er omkostninger vedrørende drift og vedligeholdelse af nettet eller transformerstationer. Da omfanget af disse omkostninger varierer med kundernes forbrugsadfærd, indregnes de til opkrævning over tariffen eller effektbetalingen. I Tarifmodel 3.0 er anvendelsen af tidsdifferentierede kWh-tariffer standard. For kunderne på B-høj-, A-lav- og A-høj-niveau opkræves en andel af disse omkostninger som effektbetaling.

Det fremgår af bilag 1 for hver omkostningskategori, hvilket priselement omkostningen opkræves gennem. Herudover fremgår det, hvilke omkostninger der alene vedrører den enkelte kundekategori, og hvilke der også vedrører kunder med aftag "*længere nede*" i elnettet (vandfaldstankegangen). Disse omkostninger fordeles mellem kundekategorierne med antal kWh som fordelingsnøgle. I udgangspunktet følger prisstrukturen principperne i Tarifmodel 2.0, dog med enkelte justeringer.

For kunder i kategorierne B-høj, A-lav og A-høj afviger prisstrukturen væsentligt fra den tidligere tarifieringsmodel, idet der introduceres et nyt tarifelement, effektbetaling. Omkostningerne skal på disse tre kundekategorier fordeles til opkrævning over et ekstra priselement i form af en effektbetaling. Det fremgår ligeledes af bilag 1, hvilke omkostningsposter der er relevante for opkrævning over effektbetaling.

5 Modellens priselementer

I det følgende afsnit gives der en nærmere indføring i de enkelte af modellens priselementer. Hvordan de enkelte elementer beregnes, uddybes i kapitel 6.

5.1 Tidsdifferentierede kWh-tariffer

kWh-tariffer er hovedelementet i netselskabernes tarifstruktur. I Tarifmodel 3.0 er tidsdifferentiering af de variable kWh-tariffer udgangspunktet for alle kundekategorier. Formålet er, at tarifferne skal skabe de rette incitamenter for kunden til at reducere eller flytte forbruget på bestemte tidspunkter på året eller døgnet. Prissignalerne skal afspejle, at det netop er summen af mange kunders forbrug i de mest belastede timer, der afgør elnettets behov for kapacitet og dermed nettets omkostninger.

Prisdifferentieringen bevirker, at tarifferne i perioder med størst belastning (spidslast) er høje, mens tarifferne er lavere i perioder med mindre belastning i elnettet. Netselskabets samlede provenu fra en given kundekategori er i udgangspunktet uændret. Tidsdifferentieringen har altså ikke til formål at opkræve et større provenu, men at lade det forbrug, der er dimensionerende for elnettet, bidrage til omkostningerne hertil, mens andre timer med lav belastning af nettet prissættes billigere.

De anvendte lastzoner er fastlagt af Dansk Energi på baggrund af den generelle belastningsgrad i elnettet og afspejler således forskellene i, hvordan det danske elnet i gennemsnit belastes hen over døgnet og året. Den sæson- og tidsprofil, der er anvendt for tidsdifferentieringen, følger standardkurver udarbejdet af Dansk Energi, der gengiver den landsgennemsnitlige belastningsfordeling for de specifikke kundekategorier.

Det er erfaringen i forbindelse med interessentinddragelsesfasen, at kunderne gerne vil indrette forbruget, hvis de har mulighed for det. De begyndende erfaringer med tidsdifferentierede tariffer i Danmark er også positive. Dette har ført til, at modellen kan have en relativt stor prisforskel på forbrug i spidsbelastede timer og lavt belastede timer. Her er det i øvrigt forventningen, at det eksisterende forbrug ikke er så følsomt overfor tidstariffer, men nyt forbrug fra elbiler mv. vil være anderledes fleksibelt.

Se bilag 2 for en nærmere beskrivelse af datagrundlag samt den anvendte metode for tidsdifferentiering af tarifferne i Dansk Energis tarifmodel.

5.2 Rådighedstarif og rådighedsbetaling

Egenproducenter adskiller sig fra almindelige forbrugskunder ved, at de selv har elproduktion og dermed har et mindre forbrug af el fra nettet. Idet kunderne har nettet til rådighed altid, også en kold vinteraften, hvor de ikke selv kan producere el fra fx en solcelle, betaler egenproducenter en rådighedstarif eller -betaling.

Rådighedstariffen og rådighedsbetalingen skal sikre en omkostningsægte tarifiering af egenproducenter. Nettets omkostninger dækkes i overvejende grad over den kWh-afhængige forbrugstarif. Egenproducenter har et mindre træk af energi fra nettet og svarer derfor mindre kWh-tarif end ordinære forbrugskunder. Der er imidlertid flere omkostninger ved at forsyne egenproducen-

ter, end der vil blive dækket over den almindelige forbrugstarif og effektbetaling. Rådighedstariffen og rådighedsbetalingen sikrer, at egenproducenten betaler den omkostning, der er ved, at egenproducenten har nettet til rådighed.

For egenproducenter skelnes mellem to kundetyper; egenproducenter med anlæg af en størrelse, hvor der skal være produktionsmåling og egenproducenter uden produktionsmåling. Begge typer kunder betaler en almindelig forbrugstarif for den pågældende kundekategori.

Kunder med anlæg over henholdsvis 50 kW, solceller, 25 kW for husstandsvindmøller og 11 kW for øvrige anlæg, skal have produktionsmåling. Der er ikke her fundet anledning til at ændre på de kW-grænser, som i øvrigt lægges til grund i nettoafregningsbekendtgørelsen¹.

For egenproducenter med anlæg over henholdsvis 50 kW, 25 kW og 11 kW betales rådighedstarif for kundens egetforbrug. Rådighedstariffen betales af egetforbruget og dækker de omkostninger, netselskabet har ved, at kapaciteten i elnettet skal stå til rådighed.

For egenproducenter med anlæg over 50 kW, 25 kW og 11 kW betales alene for de omkostninger, som kunden giver anledning til. Rådighedstariffen svarer til en almindelig tarif korrigeret for bidrag til netselskabets omkostninger til nettab. Rådighedstariffen tidsdifferentieres ikke.

For egenproducenter med anlæg under 50 kW, 25 kW og 11 kW, hvor der ikke er en produktionsmåling, betales en rådighedsbetaling på 65 DKK årligt. Dette beløb er vurderet rimeligt, og er tidligere blevet anvendt til tarifiering af små egenproducenter.

5.3 Abonnementer

Abonnementet er en fast årlig betaling, der dækker de omkostninger, netselskabet har til måler, måling, administration mv. I udgangspunktet betales der ét abonnement, for hver måler en kunde har, som netselskabet ejer. For højspændingskunder er kontrolmåleren inkluderet i abonnementet.

Da skabelonkunder senest ved udgangen af 2020 overgår til flexafregning, skelner tarifmodel 3.0 ikke mellem kunder baseret på deres afregningsform. Modellen har en enkel abonnementsstruktur, hvor der i udgangspunktet opereres med én type abonnement pr. kundekategori.

Abonnementet varierer mellem kundekategorierne, fordi højspændingstilsluttede kunder har dyrere målere end lavspændingskunder. A-høj-, A-lav- og B-høj-kunder betaler højere abonnement end C- og B-lav-kunder, baseret på at de har andre målere. Målerprisen og målerens levetid anvendes i praksis som fordelingsnøgle for afskrivninger og forrentning af måleren mellem kundetyperne.

Det bemærkes, at modellen overordnet opererer med to typer af abonnementer til producenter. Disse afhænger af, hvorvidt producenten afholder måleromkostninger pr. regning eller ej.

Almindeligvis betaler producenter et abonnement, der ligesom almindelige forbrugsabonnementer dækker de omkostninger, der er forbundet med måling og administration. For produktions-

¹ Bekendtgørelse nr. 999 af 29. juni 2006 med senere ændringer.

anlæg, der har betalt deres måler pr. regning, opkræves imidlertid et abonnement ekskl. måleromkostninger. Se afsnit 6.4.3 for en mere præcis gennemgang.

Egenproducenter betaler som hidtil et lidt højere abonnement end almindelige forbrugskunder. Det skyldes, at der er lidt større omkostninger forbundet med at håndtere ekstra data og afregningsgrundlag for disse kunder. Se afsnit 6.4.2. Det bemærkes, at egenproducenter, hvor produktionsmåleren betales pr. regning, ligesom de tilsvarende producentanlæg, betaler et reduceret abonnement, der afspejler, at omkostningerne til måleren opkræves pr. regning.

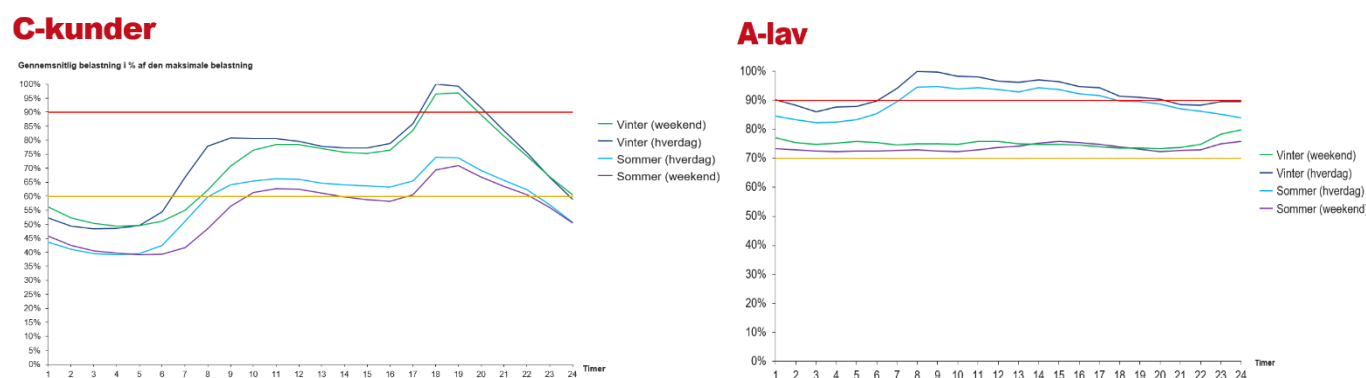
5.4 Effektbetaling

De kunder, der er tilsluttet højere spændingsniveauer, vil typisk være så store, at der er elnet bygget helt eller delvist til deres specifikke behov. En ren kWh-betaling vil derfor ikke retvisende afspejle elnettets omkostninger til at forsyne disse kunder og deres effektbehov. Derfor betaler B-høj, A-lav og A-høj-kunder i Tarifmodel 3.0 en fast effektbetaling, der afspejler den faste omkostning ved den effekt, disse kunder i praksis råder over. Dette vil modsvares af en tilsvarende lavere, tidsdifferentieret kWh-tarif for selvsamme kunder.

Effektbetalingen har karakter af en semi-fast betaling gradueret efter, hvor meget effekt, kunden i praksis råder over. Den kan kun reduceres ved, at kunden reducerer sit effektbehov (og investeringsbehovet dermed på sigt reduceres). Effektbetalingen ligger fast i et kalenderår ad gangen baseret på kundens effekttræk det foregående år.

Dansk Energis analyser på datahub-data for det samlede energisystem viser, at højspændingstilsluttede kunder som gruppe typisk har en langt fladere forbrugskurve end lavspændingstilsluttede kunder, som det ses af figurerne nedenfor.

Figur 6 – Belastningskurver for C og A-lav-kunder



Omvendt er kunderne internt i hver af grupperne B-høj, A-lav og A-høj meget forskellige med hensyn til deres maxeffekt og deres energiforbrug, hvorfor det er relevant med individuelle effektbetalinger.

Belastningen af de højere spændingsniveauer er dog også i høj grad drevet af det samtidige forbrug fra de lavere spændingsniveauer. 80-90 pct. af belastningen på systemniveau (dvs. belastningen i 50 og 10 kV-nettet) er drevet af C og B-lav-kundernes samtidige forbrug. Dermed er den tidsmæssige placering af de store kunders forbrug isoleret set ikke lige så kritisk, men da 10-20 pct. af belastningen på systemniveau omvendt er drevet af de store kunder, gælder det altså

også for disse kunder, at det samtidige energiforbrug vil drive et kapacitetsbehov. Sagt på en anden måde betyder højspændingskundernes samtidighed i forbruget med lavspændingskunderne samlet set også en del for nettet og det er dermed oplagt, at der også skal være en tidstarif for disse kunder, så de kan ansøres til at flytte forbrug og netbelastning til tidspunkter, hvor nettet har relativt mere kapacitet og forbruget driver færre omkostninger for nettet.

Det betyder altså, at en del af netomkostningerne – det vil sige kapitalomkostningerne og driftsomkostningerne knyttet til selve ledningsnettet og transformerparken – skal opkræves ift. den effekt, den enkelte kunde på de højere spændingsniveauer bruger. I tarifmodellen skal der altså ske en fordeling af netomkostningerne mellem energielementet og effektelementet for disse kundegrupper.

Der er her lavet en fordeling mellem kWh og effektbetaling ud fra en helhedsvurdering af omkostningsægthed, rimelighed og et hensyn til, at kunderne ikke oplever uhensigtsmæssigt store udsving i deres tarifiering, men har en chance for at vænne sig til det nye betalingselement.

Udviklingen i energisystemet går i disse år stærkt, nettet skal udbygges og forstærkes, ligesom der skal gennemføres anseelige reinvesteringer. Set i det lys er det også afgørende, at et nyt element introduceres på en balanceret måde. Dertil kommer, at effektbetalingen er et nyt tarifelement. Der er derfor et rimelighedshensyn i forhold til kunder, der allerede har investeret i anlæg med et højt effekttræk, som ikke umiddelbart kan begrænses væsentligt – fx store elkedler.

Den andel af netomkostningerne for B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder, som allokeres til opkrævning over effektbetalingen, fastsættes på den baggrund og ud fra en samlet helhedsvurdering til 25 pct. Dette vurderes at sikre, at alle højspændingstilsluttede kunder tarifieres med en højere grad af omkostningsægthed end ved en ren energitarif, men sikrer samtidig, at tarifsystemet fortsat understøtter fleksibilitet, og at effektbetaling introduceres på en rimelig og håndtérbar måde for kunderne – men også for netselskaberne, der jo i sagens natur endnu ikke kender effekten heraf.

Denne andel bør derfor genbesøges fem år efter ikrafttrædelsen af modellen. Til den tid vil der være et klarere billede af elsystemets udvikling og erfaringer med effekten af effektbetaling.

6 Beregning af basistariffer, basisabonnementer og effektpri- ser

Dette kapitel beskriver den beregningsmetode, der anvendes for modellens priselementer.

Efter at tarifieringsgrundlaget er blevet nedbrudt, fordelt på omkostningskategorier, kundekategorier, og indenfor kundekategorier fordelt på tarif og effektbetaling og antal kWh og antal målere er opgjort pr. kundekategori m.m., kan beregning af basistariffer, basisabonnementer og effektpri-
ser gennemføres.

Basistariffer er betegnelsen for det, som en kWh i gennemsnit tariferes med for en given kundekategori, når omkostningerne hertil er korrigeret for den omkostningsandel, der går til opkrævning over effektbetaling. Basistariffer beregnes i Tarifmodel 3.0 fra bunden med udgangspunkt i de omkostninger og aktiviteter, der kan henføres til den relevante kundekategori, og efter at provenuet til effektbetalingen er allokeret.

Basistarifferne og basisabonnementerne sammensættes ved beregning af de enkelte byggeklodser (omkostningskategorier). Som anført i afsnit 3.2 om byggeklodstankegangen beregnes de enkelte byggeklodser via brøken omkostninger/enheder.

Hvis der eksempelvis skal beregnes et standardabonnement til en A-høj-kunde, vil brøken være a) omkostningerne henført til abonnement for en given byggeklods divideret med b) det samlede antal målere i kundekategorien A-høj.

Imidlertid skal der som nævnt i kapitel 3 tages højde for, at nogle abonnementer ikke nødvendigvis skal betale til alle omkostningskategorierne, ligesom enkelte abonnementer belastes to gange til nogle af nogle omkostningskategorier (se evt. afsnit 6.4).

Omkostninger til nettab i såvel ledningsnet som transformerstationer vil altid opkræves over kWh-tariffen. Det er i praksis tarifieringsgrundlaget fratrullet omkostninger, der opkræves over abonnementet, samt omkostninger til nettab, der skal fordeles til opkrævning mellem kWh-tarif og effektbetaling.

For disse omkostninger, der i overvejende grad vedrører drifts- og kapitalomkostninger knyttet til ledningsnet og transformerstationer, bliver 25% fordelt til effektbetaling, jf. afsnit 5.4.

Fremgangsmetoden for beregningen af basistarifferne er altså:

- Først fordeles de relevante omkostninger ud på de forskellige omkostningskategorier
- Dernæst fordeles omkostningskategorierne ud på de forskellige kundekategorier
- For de relevante omkostningsposter foretages vandfaldsfordeling til underliggende niveauer (fremgår af bilag 1)
- For de højspændingstilsluttede kunder videreføres herefter 25% af de relevante omkostningsposter til effektbetaling (fremgår af bilag 1)
- Omkostningsposterne deles derefter med antallet af kWh eller kW, som skal betale til kategorien.
- Basistarifferne pr. kundekategori beregnes herefter som summen af tarifbyggeklodserne, efter der er korrigeret for provenu til effektbetaling.

6.1 Bruttotræk som grundlag for forbrugstariffer og effektbetaling

Grundlaget for beregning og afregning af såvel alle forbrugstariffer som effektbetaling er kundens bruttotræk af kWh fra nettet. Dermed sikres det, at tarifieringen sker i overensstemmelse med eldirektivets artikel 15, opgøres særskilt for den elektricitet, der leveres til nettet, og den elektricitet, der forbruges fra nettet.

Det indebærer, at der for nettoafregnede kunder ikke skeles til mængden af indfødt elektricitet, men udelukkende den elektricitet, der trækkes fra nettet. Det er ligeledes for effektbetalingen princippet, at effekten måles på bruttotrækket fra nettet. Dette skyldes, at det er bruttomængden (og ikke nettomængden) en kunde trækker fra nettet, der belaster systemet. Ved forbrugsmålingen af kunder tages der i tariferingsøjemed ikke hensyn til eksempelvis forskellige afregningsgrupper.

For egenproducenter sondres der i tarifieringssammenhæng således ikke mellem, om kunden er nettoafregnet, eller hvilken nettoafregningsgruppe kunden eventuelt er i.

Tariferingsgrundlaget for egenproducenters rådighedstarif opgøres som kundens produktion fra trukket den indfødnings, kunden har i nettet. Dette kaldes egetforbruget.

For underliggende netselskaber sker tarifieringen i udvekslingspunktet. Det underliggende net tarifieres af det overliggende net i forhold til den bruttomængde energi, der trækkes fra det overliggende net ved opgørelsen af grundlaget for kWh-tarifferne og effektbetalingen.

6.2 Beregning af tidsdifferentierede tariffer

De tidsdifferentierede tariffer er udformet, så der er en forskellig tarif for hver af de forskellige lastzoner hen over døgnet. Lastzoner er fastsat, så de afspejler belastningen i elnettet.

For hver lastzone anvender modellen branchegeneriske skaleringsfaktorer. Basistarifferne pr. kundekategori skales for hver lastzone med disse skaleringsfaktorer, og dermed fremkommer det enkelte netselskabs tidsdifferentierede tarifsats for hver lastzone.

Metodikken i modellen gør, at basistarifferne vil variere i størrelse mellem de enkelte netselskaber som følge af forskelle i eksempelvis tariferingsgrundlaget og størrelsen på omkostningskategorierne. Måden hvorpå disse basistariffer skales til tarifferne i de enkelte lastzoner er imidlertid den samme, da skaleringsfaktorerne repræsenterer den gennemsnitlige belastningsprofil og dermed er fælles for alle.

Tarifskaleringsfaktorerne for C-kunder i Tarifmodel 3.0 er som følger:

Tabel 2 – Skaleringsfaktorer til tidsdifferentiering for C-kunder

Lastzone	Tarifskaleringsfaktor for C-kunder
Lavlast	1/3
Højlast – sommer	1/2
Højlast – vinter	1
Spidslast – sommer	1,3
Spidslast - vinter	3

For de øvrige kundekategorier anvendes følgende tarifskaleringsfaktorer:

Tabel 3 – Skaleringsfaktorer til tidsdifferentiering for B-lav, B-høj, A-lav og A-høj-kunder

	Tarifskaleringsfaktorer			
Lasperiode	B-lav	B-høj	A-lav	A-høj
Lavlast	1/3	1/3	1/3	1/2
Højlast	1	1	1	1
Spidslast	2	2	2	2

For gennemgang af det analytiske grundlag for belastningsprofilerne og de resulterende lastzoner henvises til bilag 2.

Der vil ved beregning af tidsdifferentierede tariffer baseret på branchegennemsnitlige tarifskaleringsfaktorer opstå et selskabsspecifikt tarifresidual. Det skyldes, at det enkelte netselskabs kunder altid vil have en lidt anden fordeling af forbruget hen over døgnet end den nationale fordeling, som tidstariffen i Tarifmodel 3.0 er kalibreret efter.

Det enkelte netselskab skal derfor opgøre forbrugsprognoser for de enkelte tidszoner og opgøre omtalte residual. På baggrund af residuallets størrelse skaleres tarifferne herefter i de enkelte lastzoner, så det definerede provenu opnås. Hvis det beregnede provenu fra tarifferne eksempelvis findes til at være 10 pct. højere end provenumålet, skal de tidsdifferentierede tariffer på tværs af lastzoner nedskaleres, så provenumålet nås.

Dette svarer til, at det selskabsspecifikke tarifresidual opkræves over de variable tariffer med samme relative vægt som angivet af tarifskaleringsfaktorerne.

For gennemgang af det analytiske grundlag for de valgte lastzoner og de branchegeneriske tarifskaleringsfaktorer henvises til bilag 2.

6.3 Beregning af effektbetaling

Effektbetalingen beregnes ud fra en pris på effekt og kundens effekttræk. Ved opgørelse af effekttræk anvendes måledata for en årsperiode ad gangen, gående fra 1. august ét år til 1. august det følgende år. Disse data bestemmer den effektbetaling kunden skal have fra 1. januar

I praksis skal kunden betale for et antal blokke, som svarer til hans effektbehov. Det betyder at A-lav-kunder betaler for fx 0,5 MW af gangen så en A-lav-kunde hvis effekttræk opgøres til 3,7 MW skal betale for i alt 8 effektblokke af 0,5 MW i alt 4 MW. De nedre grænser for den effekt, kunden skal købe, og blokstørrelserne, vil variere mellem kundekategorierne og udgør:

Tabel 4 – Effektblokke og mindste abonnerede effekt

Kundekategori	Lavest abonnerede effekt i MW	Effektblokke i MW købes i størrelser af
B-høj	0,1	0,1
A-lav	0,5	0,5
A-høj	1	1

Minimummet for abonneret effekt er fastsat ud fra det minimale effekttræk, kunder i disse kategorier vil have. Er effekttrækket under minimummet, bør kunden enten flyttes ned i kundekategori, eller også vil det være et udtryk for, at kunden har haft et år med et anormalt lavt effekttræk, og effektbehovet derfor fremadrettet vil være højere. Dermed vurderes det rimeligt, at højspændingskunder betaler dette minimum i årligt effektabonnement.

Der beregnes en pris for en effektblok for hver af disse kundetyper baseret på 25% af de drifts- og kapitalomkostninger, som netselskaberne har for hver af disse tre kundekategorier (B-høj, A-lav, A-høj), dog ikke nettab.

For en nærmere gennemgang af modellen for effektbetaling henvises til bilag 3.

6.4 Opbygning af de forskellige tariffer og abonnementer samt varianter heraf

Alle tariffer, abonnementer og effektpriser opbygges ud fra byggeklodstankegangen (se kapitel 4.1). For en række af de forskellige varianter af tariffer og abonnementer tages der udgangspunkt i en given basistarif eller almindeligt abonnement, hvorefter der tillægges eller fratrækkes de relevante byggeklodser (omkostningskategorier).

I nedenstående tabeller er det angivet, hvorledes de forskellige tariffer og abonnementer for hver af de tre kundegrupper (forbrugere, egenproducenter og producenter) opgøres ud fra byggeklodstankegangen.

6.4.1 Tarifiering af almindelige forbrugere (forbrugstariffer)

Tabel 5 – Preiselementer for forbrugskunder

Priselementer for forbrugere	Byggeklodser
Almindelig forbrugstarif	Basistarif for den pågældende kundekategori som tidsdifferentieres.
Almindeligt abonnement	Basisabonnement for den pågældende kundekategori
Effektpris	Effektpris for den pågældende kundekategori

6.4.2 Tarifiering af egenproducenter

Tabel 6 – Preiselementer for egenproducenter

Priselementer for egenproducenter	Byggeklodser
Almindelig forbrugstarif	Basistarif for den pågældende kundekategori (tidsdifferentieres).
Rådighedsbetaling	Rådighedsbetalingen betales af de egenproducenter, der ikke har produktionsmåling. 65 DKK p.a.
Rådighedstarif	Rådighedstarif betales af egenproducenter, der har produktionsmåling. Rådighedstariffen beregnes på baggrund af basistariffen for den pågældende kundekategori, dog fradraget omkostningskategorierne 4.1 "Nettab i ledningsnet" og 4.2 "Nettab i transformerstationer". Det bemærkes, at rådighedstariffen ikke tidsdifferentieres. Da rådighedstariffen beregnes på baggrund af basistariffen for den pågældende kundekategori, og denne basistarif er opgjort efter en reduktion af de relevante byggeklodser på 25% til effektbetaling, vil rådigheds-

	tariffen for egenproducenter, der pålægges effektbetaling, ligesom forbrugstariffen være lavere for disse kunder.
Almindeligt abonnement	Basisabonnement for den pågældende kundekategori. Abonnementet tillægges ekstra byggeklodser vedrørende omkostningskategori 2.2 "<i>Indhentning og validering af måledata</i>".
Abonnement for produktionsmåler	Basisabonnement for den pågældende kundekategori. Der betales som udgangspunkt et almindeligt producentabonnement. Hvis kunden har betalt måler pr. regning, betales et producentabonnement fratrullet bidrag til måleromkostninger. Der fradrages byggeklodser vedrørende omkostningsposterne: - 2.1 vedr. drift og vedligeholdelse af målere - 6.3 vedr. afskrivninger på målere - 7.3 vedr. forrentning af målere
Effektpris	Effektpris for den pågældende kundekategori

6.4.3 Abonnementer for producenter

Tabel 7 – Preiselementer for producenter

Priselementer for producenter	Byggeklodser
Abonnement for producenter	Basisabonnement for den pågældende kundekategori

Abonnement for producenter, der har betalt måleren pr. regning

Basisabonnement for den pågældende kundekategori med fradrag af omkostninger vedrørende måleren.

Der fradrages byggeklodser vedrørende omkostningsposterne:

- 2.1 vedr. drift og vedligeholdelse af målere
- 6.3 vedr. afskrivninger på målere
- 7.3 vedr. forrentning af målere

7 Potentielle justeringer i senere versioner

Tarifmodel 3.0 og dens principper vurderes i sin grundstruktur at udgøre en fremtidssikret og levedygtig tarifiering. Der er dog punkter, hvor modellen er bygget på foreliggende grundlag, og da elsystemet forventes at gennemgå væsentlige ændringer, vil det være hensigtsmæssigt at genbesøge en række elementer med passende mellemrum. Derudover kan der komme andre behov i fremtiden, så nedenstående liste må ikke betragtes som udtømmende.

Profil for tidsdifferentiering

Det er forventningen, at den tidsdifferentiering, som introduceres i denne tarifmodel, primært vil påvirke nyt elforbrug fra elbiler og lignende. Det konventionelle elforbrug forventes i de første år fortsat at udgøre den langt overvejende andel af forbruget og har traditionelt ikke været specielt påvirkeligt. Dette kan dog ikke vides med sikkerhed, førend netselskaberne i en periode har haft tidstariffer og kan analysere, hvordan kunderne faktisk har ageret.

Derfor vil branchen genbesøge og vurdere tidsdifferentieringen i modellen 5 år efter modellens ikrafttrædelse med henblik på at vurdere, om tidsdifferentieringen fortsat er tidssvarende.

Profil og størrelse på effektbetalingen

I Danmark har vi ikke så mange erfaringer med en effektbetaling. Forventningen er, at det fremlagte oplæg vil betyde et større fokus på effektbehovet blandt de højspændingstilsluttede kunder. Det er også forventningen, at modellen, som er forholdsvis enkel, vil kunne forstås forholdsvist nemt af de relevante kunder. Dette kan vi dog ikke vide med sikkerhed.

Branchen vil 5 år efter modellens ikrafttrædelse vurdere, om effektbetalingen er rigtigt udformet, og om den fortsat har den rigtige størrelse.

Producenter og egenproducenters tarifiering

Den tværministerielle tarifydelse af 22. juni 2020 anbefaler afskaffelse af udligningsordningen og indførelse af producentbetaling og indfødningsstarif. Der er på tidspunktet for dette dokument anmeldelse endnu ikke afklaring om processen herfor, men disse tiltag vil ændre producenter og egenproducenters tarifvilkår grundlæggende.

I forbindelse med eventuelle ændrede forhold for producenter og egenproducenter vil rådigheds-tariffen, rådighedsbetalingen og abonnementerne for producenter og egenproducenter også blive genbesøgt for at undersøge, om de fortsat er tidssvarende.

Energinets tarifiering

Den tværministerielle tarifydelse af 22. juni 2020 anbefaler, at netselskaberne og Energinet sammen udvikler en model for, at Energinet kan tarifere netselskaberne fremfor slutkunderne direkte. Dette vil give netselskaberne et helt nyt element, som skal indregnes i tariffen. Dette vil kræve en udbygning af tarifmodellen.

Bilag

Bilag 1: Omkostningskategorier og priselementer i Tarifmodel 3.0

Bilag 2: Anvendt metode til tidsdifferentiering af tarifferne i Tarifmodel 3.0

Bilag 3: Effektbetaling – specifikation og indførelse

Omkostningskategori		Fordelingsprincipper		Priselement		Vandfald?		Allokeringsmæssig differentiering
1. Drift og vedligeholdelse								
1.1 Drift og vedligeholdelse af transformerstationer		Direkte fordeling kWh Direkte + kWh		Tarif/effektbetaling		Ja		Lav
1.2 Drift og vedligeholdelse af ledningsnet		Direkte fordeling kWh Direkte + kWh		Tarif/effektbetaling		Ja		Høj
1.3 Øvrige omkostninger til drift, styring og kontrol af elnettet		Antal kWh Direkte		Tarif/effektbetaling		Ja		Høj
2. Målere								
2.1 Drift og vedligeholdelse af målere		Direkte fordeling Måler-driftsnøgle		Abonnement		Nej		-
2.2 Indhentning og validering af målerdata		Måler-datanøgle		Abonnement		Nej		-
2.3 Måleradministration og kundeservice		Direkte fordeling Antal målere		Abonnement		Nej		-
3. Generelle omkostninger og administration								
3.1 Generel administration		Antal målere Direkte		Abonnement		Nej		-
4. Nettab								
4.1 Omkostninger vedrørende nettab i transformerstationer		Direkte fordeling Antal kWh		Tarif		Ja		Lav
4.2 Omkostninger vedrørende nettab i ledningsnettet		Direkte fordeling Antal kWh		Tarif		Ja		Høj
5. Øvrige omkostninger								
5.1 Omkostninger til overliggende net		kWh		Tarif/effektbetaling		Ja		n/a (vandfald fra højeste niveau)
5.2 Øvrige omkostninger		- Direkte kWh Antal målere		Tarif/abonnement		Ja/Nej		Ja/Nej
6. Afskrivninger								
6.1 Transformerstationer		Direkte fordeling		Tarif/effektbetaling		Ja		Lav
6.2 Netaktiver, ekskl. Målere og transformerstationer		Direkte fordeling		Tarif/effektbetaling		Ja		Høj
6.3 Målere		Direkte fordeling Målerafskrivningsnøgle		Abonnement		Nej		-
7. Forrentning								
7.1 Transformerstationer		Værdi af transformerstationer		Tarif/effektbetaling		Ja		Lav
7.2 Netaktiver, ekskl. Målere og transformerstationer		Værdi af netaktiver, ekskl. Målere og transformerstationer		Tarif/effektbetaling		Ja		Høj
7.3 Målere		Værdi af måleraktiver (måler-prisnøgle)		Abonnement		Nej		-

Uddybende bemærkninger

Modellen

- I tabellen er der for hver omkostningskategori angivet anbefalede fordelingsprincip mellem kundegrupperne, hvilket priselement omkostningsposten pålægges, om den er omfattet af vandfaldsprincippet og om det ved brug af fordelingsnøgler er nødvendigt med allokeringsmæssig differentiering.
- Fordelingsprincippet afhænger af omkostningskategorien. Som udgangspunkt anbefales direkte fordeling baseret på faktiske økonomiregistreringer.
- Søjlen "allokeringsmæssig differentiering" angiver hvorvidt omkostningsposter, der knytter sig til nettet og dermed opkrævning over tarif eller effektbetaling, vedrører høj-/lav-kunden på et spændingsniveau. Udgangspunktet er at omkostningsposter, der vedrører transformerstationer allokeres til lav-kunden, mens de resterende omkostninger allokeres til høj-kunden.

Definitioner

Priselement

- Angiver hvorvidt omkostningsposten skal opkræves over abonnement eller opkræves fordelt over kWh-tarif hhv. effektbetaling.

Vandfald

- Angiver hvorvidt den pågældende omkostningspost har relevans for kunder tilsluttet på lavere niveauer.

Farvekoder

Grøn markering

- Dansk Energis anbefalede fordeling. I det omfang det ikke er muligt fremgår den fordelinrgsnøgle, der sekundært kan anvendes.

Gul markering

- Kræver særskilt begrundelse

Liste over priselementer til beregning i Tarifmodel 3.0

	A0	A-høj	A-lav	B-høj	B-lav	C
Forbrugsabonnementer*	Forbrugsabonnement	Forbrugsabonnement	Forbrugsabonnement	Forbrugsabonnement	Forbrugsabonnement	Forbrugsabonnement
Egenproducent-abonnementer** (træder i stedet for alm. forbrugsabonnement)	Egenproducentabonnement	Egenproducentabonnement	Egenproducentabonnement	Egenproducentabonnement	Egenproducentabonnement	Egenproducentabonnement
Producentabonnementer	Producentabonnement	Producentabonnement	Producentabonnement	Producentabonnement	Producentabonnement	Producentabonnement
Producentabonnement uden bidrag til måler***	Producentabonnement ekskl. målerbidrag	Producentabonnement ekskl. målerbidrag	Producentabonnement ekskl. målerbidrag	Producentabonnement ekskl. målerbidrag	Producentabonnement ekskl. målerbidrag	Producentabonnement ekskl. målerbidrag
Forbrugstariffer	n/a	Spidslast	Spidslast	Spidslast	Spidslast	Vinter spidslast
		Højlast	Højlast	Højlast	Højlast	Vinter højlast
		Lavlast	Lavlast	Lavlast	Lavlast	Sommer spidslast
						Sommer højlast
						Lavlast
Rådighedstariffer	n/a	Rådighedstarif	Rådighedstarif	Rådighedstarif	Rådighedstarif	Rådighedstarif
Rådighedsbetaling	n/a	65 DKK	65 DKK	65 DKK	65 DKK	65 DKK
Effektpriser	n/a	Effektpris	Effektpris	Effektpris	n/a	n/a

Uddybende bemærkninger

- * Midlertidige installationer betaler almindeligt forbrugsabonnement.
- ** Egenproducent-abonnementer adskiller sig fra forbrugsabonnementer ved at de tillægs en ”egenproducent-korrektion”, der svarer til et merbidrag til indhentning og validering af data.
- *** Producentabonnementer uden bidrag til måler finder anvendelse for alle de produktionsanlæg, hvor kunden afholder måleromkostninger per regning. Dette er eksempelvis tilfældet for alle de anlæg, der er omfattet af den til enhver tid gældende nettilslutningsbekendtgørelse, samt for egenproducenter for hvem der over abonnement ikke bidrager til måleromkostninger for så vidt angår produktionsmåler

Dok. ansvarlig:
Sekretær:
Sagsnr.: s2016-490
Doknr: d2021-6185-1.0
29-04-2021

Bilag 2 - Anvendt metode til tidsdifferentiering af tarifferne i Tarifmodel 3.0

Det er forventningen, at der som konsekvens af elektrificeringen kommer et udtalt behov for en tarifstruktur, der understøtter, at det øgede elforbrug indpasses på de tidspunkter af døgnet, hvor nettets kapacitet er forholdsvis rigelig.

Baggrunden for tidsdifferentieringen i Tarifmodel 3.0 er, at belastningen i eldistributionsnettet driver kapacitetsbehovet og dermed hovedparten af kapitalomkostningerne. For langt de fleste kunder, særligt lavspændingskunderne, er det energiforbruget, de har samtidigt med andre lavspændingskunder, der driver kapacitetsbehovet i nettet. Sagt på en anden måde er det typisk ikke det forhold, at den enkelte kunde bruger nettet, der giver anledning til netudbygning, men det forhold, at rigtig mange kunder bruger nettet samtidigt på bestemte tidspunkter¹.

Tidsdifferentiering gøres derfor i tarifmodel 3.0 til standard, og priserne er mere differentierede end i tarifmodel 2.0. Prissignalet i de dimensionerende timer gøres stærkere, og tariffen sænkes kraftigt i timer, hvor nettet har rigelig plads til forbrug.

Metodiske valg

I tarifmodel 3.0 bliver der truffet metodiske valg, der har til hensigt at sikre, at tarifstrukturen bliver enkel og forståelig, så kunderne faktisk kan reagere på den. Tidstarifferne skal give et klart signal til kunderne om, at elforbruget på bestemte tidspunkter på døgnet eller året er ganske omkostningstungt, uden at kunderne skal forholde sig til omkostningen i alle årets timer.

I praksis gøres det ved at definere en række lastzoner, hvor nettet enten er lidt, meget eller særdeles belastet. Tariffen er så forskellig i de forskellige lastzoner. På baggrund af analyser af belastningen i nettet defineres lastzoner, der er forskellig for hver af de forskellige kundekategorier C, B-lav, B-høj, A-lav og A-høj. Det er valgt, at disse lastzoner er faste for modellens brugere uafhængig af det specifikke netselskabs præcise belastningsprofil for de enkelte kundekategorier. Dertil er det valgt, at modellens konkrete udformning af tariffernes tidsdifferentiering ensrettes mellem selskaberne, så de gennemsnitlige tariffer hos de enkelte netselskaber skaleres med de samme *faktorer*. Disse tarifikalibreringsfaktorer er prædefineret i modellen og baseret på omfattende brancheinterne omkostningsanalyser.

¹ Alle steder, hvor der i nærværende notat omtales konkrete tidspunkter, bruges tidsangivelsen i lokal tid.

De metodiske valg af lastzoner og tidsdifferentiering betyder, at tidsdifferentieringen i tariffen kommer til overordnet at afspejle belastningen i nettet, men på en så forholdsvis enkel måde at slutkunden kan forholde sig til det. Dermed afvejes hensyn til enkelthed og forståelighed med behovet for mere omkostningsægte tarifiering.

Kapitel 1 Analytisk grundlag for arbejdet

Da der i tarifmodel 3.0 lægges op til relativt vidtgående ændringer i tidstarifieringen, har det stillet krav til, at modellen kalibreres baseret på et datagrundlag af høj kvalitet. Døgnbelastningskurverne, der har været anvendt til såvel definitionen af lastperioder, som kalibrering af de enkelte timetariffer, et netop det.

Energinet har i forbindelse med projektet leveret summerede timemålte data for hver af kundekategorierne C, A-lav, B-høj, A-lav og A-høj på tværs af Danmark for i alt 2,5 mio. målepunkter for perioden 01.07.2018 til 30.06.2019. Det svarer til summerede timedata for alle timemålte el-kunder i den periode. Med henblik på indregning af skabelonkundernes forbrug er forbrugsdata for C-kunderne op-skaleret på baggrund af det tilbageværende antal skabelonafregnede kunder. Det betyder, at kalibreringen af lastperioder og tidstariffer er baseret på en profil, der dels er repræsentativ for de enkelte kundekategorier, dels tager højde for de enkelte kundekategoriers individuelle effekt på behovet for kapacitet på systemniveau.

Dette datagrundlag har ikke tidligere været til rådighed, men det har været værdifuldt for Dansk Energi i analysearbejdet, og Energinets bidrag her har været påskønnet.

Kapitel 1.1 Anvendelsen af data

Belastningsprofilerne er udarbejdet for hver kundekategori ved at analysere det gennemsnitlige timeforbrug fordelt på sæsoner og forskellige dagsklassifikationer. Det betyder, at det gennemsnitlige forbrug for eksempelvis C-kunder over døgnets timer er sammenholdt for hverdage og weekender såvel sommer som vinter.

Eldistributionsnettet er bygget, så det er i stand til at transportere den samlede mængde elektricitet, som brugerne ønsker at bruge på samme tid. Det betyder, at selvom der om natten bruges mindre elektricitet, er eldistributionsnettet *dimensioneret* efter forbruget i det tidsrum, hvor forbruget og dermed behovet for transportkapacitet er størst.

Da eldistributionsnettet er *dimensioneret* efter tidsrummet med størst behov for kapacitet, betyder det, at disse timer kan anvendes som proxy i vurderingen af, hvordan belastningen på årets resterende timer fordeles. Hermed konstrueres en belastningsprofil, og den indikerer for hver time, hvor "tæt" forbruget er på at være *dimensionerende*.

Belastningsprofilerne tager dermed afsæt i, hvor stort forbruget i en given time på eksempelvis en hverdag er i forhold til den time på året, hvor forbruget gennemsnitligt er størst. Dette ligger så til grund for grupperingen af timer i lastperioder.

Kapitel 1.2 Belastningsprofiler

I det følgende gennemgås for hver kundekategori deres belastningsprofiler. Der kommenteres på den indsigt, der opnås ud fra belastningsprofilen, og de resulterende lastperioder angives.

For alle kundekategorier opereres i udgangspunktet med én samlet profil for Danmark. Dette gøres af hensyn til dels enkelthed, dels kalibreringen af én samlet model. Det gøres også, fordi en rimelig ensartet tarifstruktur på tværs af landet er et væsentligt hensyn i forhold til de el-handlere, som skal opkræve tariffen fra slutkunder.

Tarifmodellen tager dog højde for de lokale forskelle ved beregningen af konkrete tariffen i de enkelte elnetselskaber, så tariffen efterkalibreres i forhold til det lokale netområdes belastningsmønster.

For alle kundekategorier følger sæsonerne (vinter og sommer) kalenderens skifte mellem vinter og sommer.

Den valgte lastperiodeinddeling og opdelingen af året i to halvår er funderet i en analyse og vurdering af data.

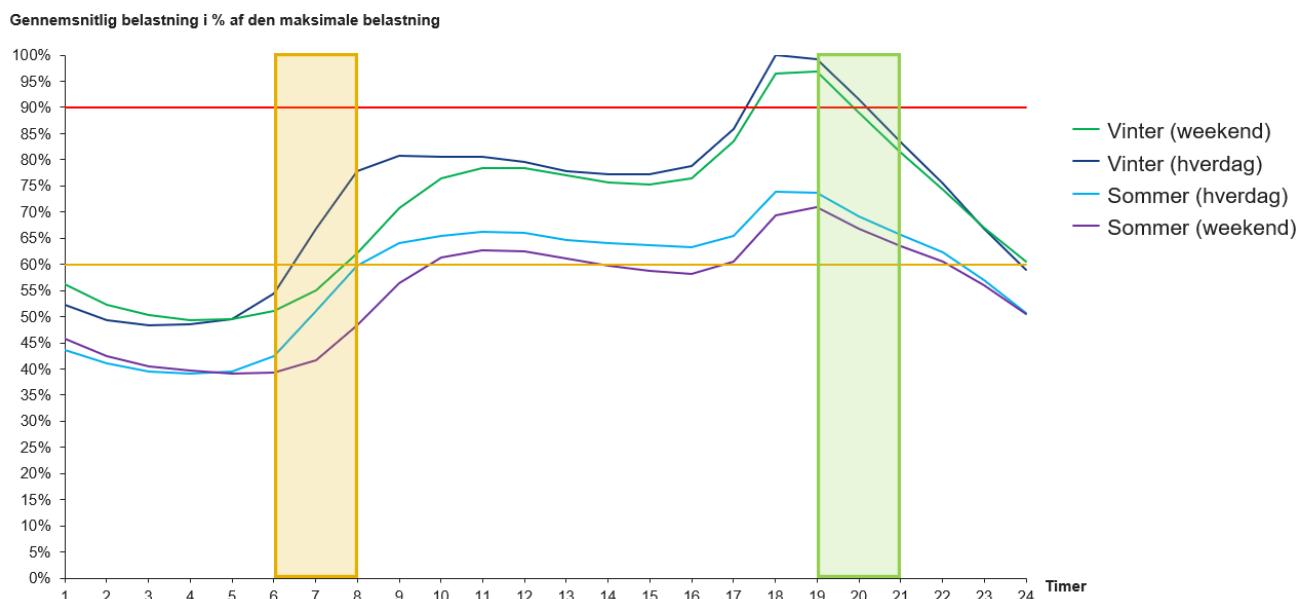
Kapitel 1.2.1 Døgnbelastningskurve og lastperioder for C-kunder

C-kunder er særligt i fokus hvad angår tidsdifferentiering. Først og fremmest er det det største kundesegment med op mod 3,2 mio. kunder på landsplan. Disse kunder står for over 50 pct. af det samlede elforbrug. Endvidere er det i dette segment, som bl.a. rummer private husholdninger, hvor det nye forbrug fra elbiler og individuelle varmepumper vil komme.

C-kunderne har et markant belastningsmønster, der adskiller sig ved relativt store udsving over dagen og året. Derudover vil elektricitet forbrugt af C-kunder lægge beslag på kapacitet i det samlede system inkl. de højere spændingsniveauer, da langt det meste elproduktion indføres på 50 kV-niveau eller højere. Det er således imperativt, at udformningen af tidsdifferentieringen på C-niveau afspejler belastningen på selve lavspændingsnettet, men på samme tid ikke får negativ indvirkning på belastningen i et systemperspektiv. C-kunderne er så markant en kundegruppe, at ændringer her vil påvirke hele systemet mærkbart.

Figur 1 viser døgnbelastningskurven for C-kunder.

C-kunder



Som figur 1 viser, er C-kunders forbrug typisk lavt om natten, højere i løbet af dagen og toppe omkring "kogespidsen" i tidsrummet fra ca. 17-21. Hjælpelinjer er i figuren indsat ved 60% og 90% af den maksimale belastning. Herudover er to farvede bokse indsat i timerne omkring morgenen og aftenen. Morgentimerne ligger i tidsrummet fra kl. 06.00 til 08.00, og aftentimerne i tidsrummet fra kl. 19.00 til 21.00. Disse farvede bokse er indsat som illustration af, at belastningsbilledet ikke skifter ved et eksakt timeskift, hvorfor fastsættelsen af lastzonerne beror på en samlet vurdering.

Det bemærkes, at C-kundernes forbrug på hverdage og weekender i høj grad er sammenfaldende, men at der er en klar sæsonforskel. Således er forbruget om vinteren i såvel hverdage som weekender og helligdage væsentligt højere end forbruget om sommeren.

På baggrund af figur 1 er der indført tarifiering i tre forskellige lastperioder med en sæsonvariation. Forbruget er i nattetimerne entydigt lavt, hvorfor disse på tværs af sommer og vinter tariferes som *lavlast*. Dvs. timerne mellem midnat og 06.00 tariferes på en måde, der afspejler, at forbruget her er lavt, og der dermed ikke drives behov for kapacitet. Således skal et korrekt prissignal anspore brugerne til at flytte forbrug hertil.

I timerne fra 06.00 til midnat er forbruget i såvel sommer som vinter væsentligt højere. På baggrund heraf indføres en periode med *højlast*, hvor der indarbejdes en sæsonvariation. Sæsonvariationen afspejler, at omend forbrugsmønstret er det samme, hvad angår belastningen i sommer hhv. vinter, er der en signifikant sæsonforskel på belastningsniveauet i timerne fra kl. 06.00 og frem til midnat.

Forbruget i "kogespidsen", altså timerne fra cirka kl. 17-21 er – med sæsonvariation – væsentligt højere end i resten af døgnet. I disse timer opereres derfor med en *spidslast*periode. Jævnfør belastningsbilledet er timen fra kl. 20-21 mindre belastet end resten af kogespidsen, men af hensyn til det forventede nye forbrug som følge af elektrificering, er spidslastperioden udvidet til at inkludere timen fra kl. 20-21. Da den aktuelle døgnbelastningskurve er baseret på realiseret forbrugsdata, er den forventede udvikling i eksempelvis anvendelsen af elektrisk drevne biler og

husstandes adoptering af individuelle varmepumper selvsagt ikke inkluderet. Analyser af sådanne kunders forbrug viser imidlertid, at deres effektræk er relativt højt og tidsmæssigt sammenfaldende med et generelt højt forbrug i "kogespidsen".

De præcise grænser for lastzonerne er som angivet fastsat på baggrund af en helhedsvurdering af døgnbelastningskurven og den præcise skæring kan variere mellem netselskaberne.

Samlet inddeles døgnets timer som følger af figur 2:

C-kunder			Lastzoner
Time	Vinter	Sommer	
0-1	●	●	● Lavlast ● Højlast sommer ● Højlast vinter ● Spidslast sommer ● Spidslast vinter
1-2	●	●	
2-3	●	●	
3-4	●	●	
4-5	●	●	
5-6	●	●	● Højlast sommer ● Højlast vinter ● Spidslast sommer ● Spidslast vinter
6-7	●	●	
7-8	●	●	
8-9	●	●	
9-10	●	●	
10-11	●	●	
11-12	●	●	
12-13	●	●	
13-14	●	●	
14-15	●	●	
15-16	●	●	
16-17	●	●	
17-18	●	●	
18-19	●	●	
19-20	●	●	
20-21	●	●	
21-22	●	●	
22-23	●	●	
23-24	●	●	

Overordnet skelnes der for C-kunder mellem lastperioderne, alt efter om belastningen overstiger 60% eller 90%:

- timer med forbrug under 60% kategoriseres som lavlast
- timer med forbrug i intervallet mellem 60-90% kategoriseres som højlast
- timer med belastning over 90% kategoriseres som spidslast

Der opereres med de samme timeinddelinger for lavlast, højlast og spidslast i sommer og vinter, selvom belastningsniveauet varierer. Her vægtes hensyn til enkelhed og forudsigelighed, og der opereres med de samme timeinddelinger af hensyn til at gøre tarifieringen let at forstå for kunderne.

Samlet tager denne indretning af tidsdifferentieringen hensyn til, at belastningen i nettet er størst omkring kogespidsen, høj i løbet af dagen og lav om natten.

Når Tarifmodel 3.0 ændrer tidsdifferentieringsregimet så væsentligt for C-kunder, er det en funktion af disse kunders væsentlighed for systemet, som kun forventes at stige med udrulning af elbiler og individuelle varmepumper.

Desuden er C-kunderne karakteriseret ved at være små. Deres individuelle adfærd har reelt ingen betydning for systemet, det er deres samlede, *samtidige* forbrug, der medfører behov for netforstærkninger, og dette bevirker, at en tidsdifferentieret betaling pr. kWh vil sende det rigtige signal om, hvornår der er "plads" i nettet, og vil sikre, at det er de C-kunder, der faktisk driver omkostninger, som kommer til at betale.

Udarbejdelsen af de forskellige priser for hver af C-kundernes 5 lastzoner er dermed et udtryk for, at disse kunder som samlet gruppe med udgangspunkt i faste timetariffer skal ansøres til at placere særligt nyt forbrug udenfor de belastede timer.

Kapitel 1.2.2 Døgnbelastningskurve og lastperioder øvrige kunder

For C-kunder har det samtidige forbrug dimensionerende effekt for såvel det systemiske kapacitetsbehov som C-kundernes specifikke kapacitet. Tabel 1 illustrerer det totale forbrug på distributionsniveau fordelt på kundekategorier.

Kundekategori	Andel af forbrug
C	53%
B-lav	33%
B-høj	6%
A-lav	8%
A-høj	1%

Deres forbrug udgør ca. +50% af det totale forbrug på distributionsniveau. Det skal endvidere bemærkes, at det samlede forbrug for C-kunder og B-lavkunder udgør ca. 86%. For både C- og B-lavkunder gælder, at kunderne i disse grupper er relativt små og har et relativt ens forbrugsmønster. Når døgnbelastningskurven for C- og B-lav er lavet, er systembelastningen dermed i store træk defineret. For alle kundekategorierne B-lav, B-høj, A-lav og A-høj er det relevante belastningsbillede derfor hele systemet.

Hvad angår B-høj, A-lav og A-høj er de enkelte kundekategoriers effekt på systembelastningen ikke er lige så betydende. Det betyder samtidig, at der for disse kundekategorier ikke er samme behov for at tage hensyn til de enkelte døgnbelastningskurver. Dertil introduceres effektbetalingen af hensyn til en omkostningsægte tarifiering, der bevirker, at kundekategorierne B-høj, A-lav og A-høj i højere grad tager stilling deres effektræk. Det skyldes, at kunderne i disse kategorier, i modsætning til C- og B-lav-kunder, er store kunder. De er så store, at deres individuelle effektbehov faktisk har en betydning for nettets kapacitet.

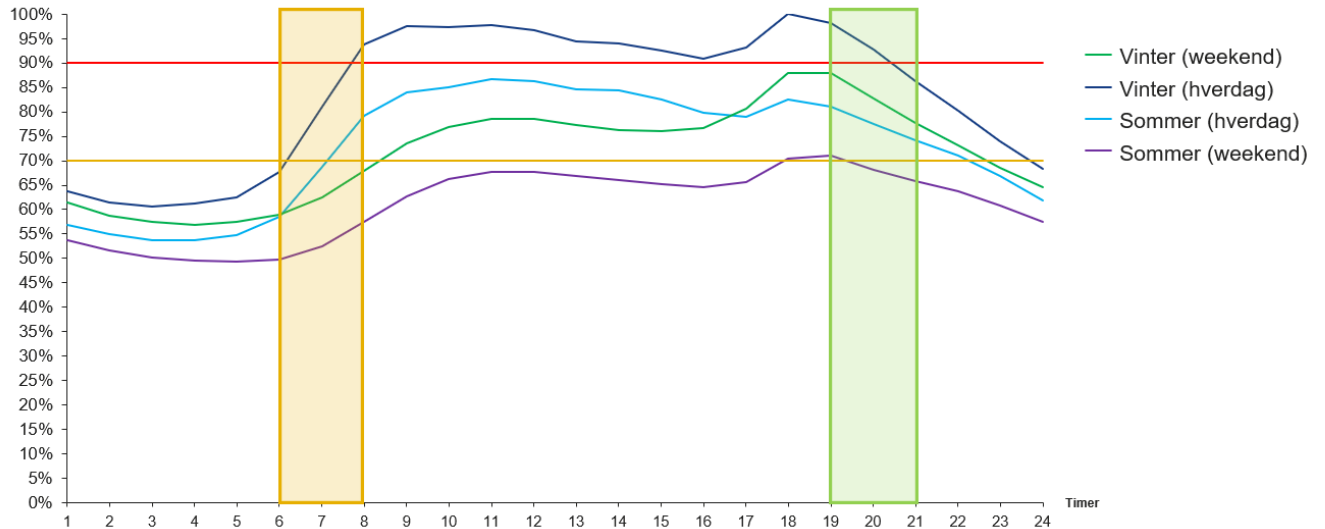
Det medfører samlet set, at indretningen af tidsdifferentieringen for B-lav, B-høj, A-lav og A-høj kan foretages under et samlet hensyn til systembelastningen².

Figurerne 3 og 4 gengiver døgnbelastningskurverne for systembelastningen og de enkelte kundekategorier separat:

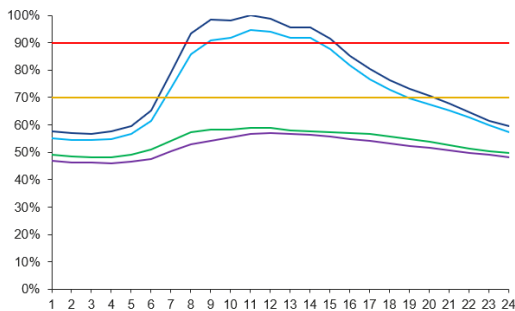
² Med systembelastning refereres til det samlede forbrug på distributionsniveau, altså det summerede forbrug i en given time for kundekategorierne C, B-lav, B-høj, A-lav og A-høj.

Systembelastning (DSO)

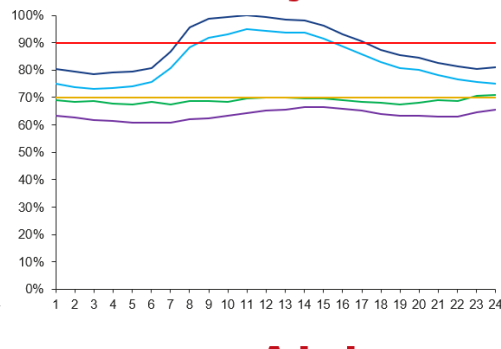
Gennemsnitlig belastning i % af den maksimale belastning



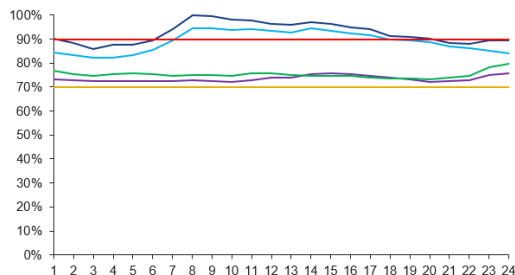
B-lav



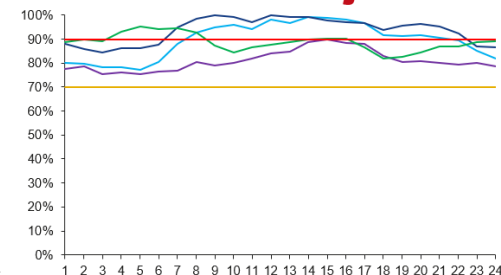
B-høj



A-lav



A-høj



Disse døgnbelastningskurver illustrerer, at forbruget for de store kunder i høj grad er fladet ud, altså relativt konstant over døgnet. Om end der er forskel mellem kundekategorierne og de enkelte kunder imellem, er den samlede tendens, at belastningen er højest inden for de timer, der kan klassificeres som en traditionel arbejdsdag og med en tydelig forskel imellem hverdage og weekender/helligdage. Belastningsbilledet varierer ikke væsentligt sæsonerne imellem for disse kundegrupper, hvorfor lastzonerne primært varierer mellem hverdage og weekender.

For systemet som helhed er belastningen i nattetimerne relativt lav, hvorfor der entydigt etableres en lavlastzone i disse timer. Analogt til inddelingen for C-kunder opereres altså med en lavlastzone i timerne fra midnat til kl. 06.00.

Systemets belastning "peaker" som konsekvens af C-kundernes kogespids i timerne frem mod kl. 21, ligesom belastningen i weekender/helligdage i vinterperioden af samme årsag er høj.

De præcise belastningsmæssige kriterier for lastzonernes inddeling er baseret på en samlet vurdering, hvor der er taget hensyn til harmonisering mellem de forskellige kundekategorier, så der ikke skabes incitament til belastning i perioder, hvor kundens eget tilslutningsniveau ikke er så belastet, men systemet samlet set er. Der er dermed ikke nødvendigvis for hver time direkte sammenfald mellem den præcise døgnbelastning og klassifikationen af lastperiode.

Overordnet skelnes der for B-lav-, B-høj-, A-lav-, og A-højkunder mellem lastperioderne, alt efter om belastningen overstiger 70% eller 90%:

- timer med forbrug under 70% kategoriseres som lavlast
- timer med forbrug i intervallet mellem 70-90% kategoriseres som højlast, og
- timer med belastning over 90% kategoriseres som spidslast

Figur 5 gengiver de på denne baggrund resulterende lastzoner:

A- og B-kunder					
Time	Hverdage Sommer	Weekender & helligdage Sommer	Hverdage Vinter	Weekender & helligdage Vinter	Lastzoner
0-1	●	●	●	●	● Lavlast ● Højlast ● Spidslast
1-2	●	●	●	●	
2-3	●	●	●	●	
3-4	●	●	●	●	
4-5	●	●	●	●	
5-6	●	●	●	●	
6-7	●	●	●	●	
7-8	●	●	●	●	
8-9	●	●	●	●	
9-10	●	●	●	●	
10-11	●	●	●	●	
11-12	●	●	●	●	
12-13	●	●	●	●	
13-14	●	●	●	●	
14-15	●	●	●	●	
15-16	●	●	●	●	
16-17	●	●	●	●	
17-18	●	●	●	●	
18-19	●	●	●	●	
19-20	●	●	●	●	
20-21	●	●	●	●	
21-22	●	●	●	●	
22-23	●	●	●	●	
23-24	●	●	●	●	

Der har i analysefasen eksplicit været taget stilling til den tarifieringsmæssige konvention om sidestilling mellem weekender og helligdage. Ligeledes har belastningsprofilerne i perioderne omkring industriferie, juleferie mv. været underlagt særskilt analyse. Der er ikke fundet belæg for at ændre på sidestillingen mellem helligdage og weekender, hvorfor tarifieringen af helligdage følger weekenderne i samme sæson. På samme vis er intet belæg fundet for etablering af

særskilte lastperioder for hverken juni-august eller december, hvorfor disse måneder behandles som den sæson, de er en del af.

For hver af disse kundekategorier beregnes der altså tre forskellige priser, der afspejler eldistributionens system-belastning.

Kapitel 2 Analytisk grundlag for tidsdifferentieringen

Dansk Energi har i forbindelse med udarbejdelsen af tidsdifferentieringen i Tarifmodel 3.0 udarbejdet omfattende brancheinterne omkostningsanalyser.

Grundlaget for tidsdifferentiering udgøres af de omkostningskategorier, der vurderes at afhænge af belastningen i nettet på forskellig vis:

- Drift og vedligeholdelse af elnettet og transformerstationer
- Nettab i ledningsnet og transformerstationer
- Afskrivninger på transformerstationer
- Afskrivninger på netaktiver ekskl. transformerstationer og målere
- Forrentning af aktiverne ekskl. målere
- Øvrige omkostninger (hvis netselskaberne vurderer disse relevante)

Tidsdifferentieringen af omkostninger/tariffer mellem lavlast, højlast og spidslast tager udgangspunkt i belastning i elnettet. Imidlertid kan den anvendte metode bedst beskrives ved et på alle måder forsimplet og stilistisk eksempel, hvor elnettet for hvert tilslutningspunkt betragtes som ét kabel.

Desto flere kWh, der skal igennem kablet på samme tid, desto "tykkere" skal kablet være. Tykkelsen af kablet er dimensioneret efter belastningen i elnettet. Forbrugerne køber transportkapacitet og skal dermed betale for den kabeltykkelse, de har behov for. Forbrugere, der har behov for at trække energi på højt belastede tidspunkter, skal altså betale for de ekstra investeringer og driftsomkostninger, som det tykkere kabel medfører. Disse ekstra investeringer approksimeres gennem afskrivningerne og forrentningen på det eksisterende elnet, da disse er en proxy for de investeringer et netselskab kan afholde indenfor indtægtsrammen.

De tidsdifferentierede tariffer beregnes som omkostningerne henført til de enkelte lastperioder divideret med den andel af de samlede kWh, der er brugt i hver enkelt lastperiode. For hver kundekategori beregnes ved metoderne beskrevet i principnotatet en basistarif, der skaleres op eller ned til de enkelte lastperioders tariffer. Tidsdifferentieringen er dermed et resultat af brancheinterne omkostningsanalyser, og den endelige tidsdifferentiering tager udgangspunkt i det enkelte netselskabs gennemsnitlige tarif og de prædefinerede tarifikaleringsfaktorer.

Kapitel 2.1 Metode for tidsdifferentiering af C-kunder

Det grundlæggende princip omkring allokering af de relevante kapitalomkostninger til de dimensionerende timer finder for C-kundernes vedkommende anvendelse ved allokeringen af de "rene" 0,4 kV-kapitalomkostninger. Med dette menes lidt forsimplet, at det er de højest belastede timer, der driver disse, og det er nyt forbrug i disse timer, som vil drive nyt investeringsbehov. Dette skyldes, at det netop er i disse timer, at kravene til det specifikke elnet til dækning af C-kunders transportkapacitet stilles.

Timerne i lavlast driver ikke kapitalomkostninger, og forbrug her bidrager ikke hertil. Det betyder, at der i disse timer betales enhedsbidrag til nettab og driftsomkostninger. Driftsomkostninger samt omkostninger til dækning af nettab fordeles fladt ud over alle kWh-timer. Dette er et metodisk valg, og baggrunden er, at forbrug i alle timer vil medføre nettab og slitage på nettet. Dette vil i nogen grad afhænge af belastningen, men også af en mængde andre faktorer, så ud fra et hensyn til enkelthed opkræves de fladt.

Kapitalomkostningerne, der er udgjort af afskrivninger og forrentning, kan hidrøre fra enten aktiver på selve 0,4 kV-niveauet eller fra C-kundernes bidrag til dækning af de øvre spændingsniveaues kapitalomkostninger (som konsekvens af vandfaldsprincippet). Kapitalomkostningerne fra 0,4 kV opkræves over de mest belastede timer i spidslast, og kapitalomkostningerne fra de øvre spændingsniveauer opkræves over alle timerne i højlast, da dette kommer tæt på at modsvare det samlede systembelastningsbillede.

Ved allokering af kapitalomkostningerne tages afsæt i, at det gennemsnitlige belastningsbillede varierer væsentligt over døgnet og året, men er entydigt lavt om natten. Belastningen i disse timer udgør det minimale forbrug, og kan dermed defineres disse timer som *lavlast*, som vi ved ikke driver netudbygningen. Kapitalomkostningerne fordeles derfor på de øvrige lastzoner. Det gøres ved at vurdere de enkelte zoners belastningsbillede relativt til lavlast-timerne. Dermed bliver tariffen i fx spidslast beregnet efter, hvor meget større belastningen her er i forhold til de timer, hvor nettet er mindst belastet.

Der opereres med en fordeling af 0,4 kV-kapitalomkostningerne mellem sæsonerne på baggrund af en analyse af det relative belastningsbillede samt fordelingen af energiforbrug i spidslast i vinter hhv. sommer.

Fordelingen mellem sommer og vinter er et metodisk valg. Idet belastningen er højest om vinteren, er det disse timer, der er dimensionerende. I takt med udbredelsen af elbiler er det forventningen, at spidsbelastningen om sommeren vil stige i de kommende år. Det er derfor også ud fra et ønske om en fremtidssikret model, at der er et klart prissignal i sommermånederne.

Jævnfør nærværende bilags kapitel 1.2.1 er spidslast defineret som timerne fra kl. 17-21 hele året, hvor der skelnes mellem vinter og sommer. På baggrund af aggregerede tal og den grundlastkorrigerede relative forskel i belastningen mellem vinter og sommer findes, at enhedsbidraget til dækning af 0,4 kV-kapitalomkostninger skal være dobbelt så stort i vintersæsonen som sommerens ditto.

På baggrund af en helhedsvurdering af disse aggregerede tal fastsættes de rene 0,4 kV-kapitalomkostninger, der opkræves i disse timer med en allokering på 80% til timerne i vintersæsonen og 20% i sommersæsonen.

For den del af kapitalomkostningerne, der er udgjort af bidrag til de øvrige spændingsniveauer, er fordelingsmekanismen analog med de øvrige spændingsniveauer. De bliver fordelt i alle timer på nær lavlast og fordeles med henholdsvis 60% til vinter og 40% til sommer³.

Disse fordelinger sikrer, at det er forbrugerne med højt forbrug i de dimensionerende timer, der betaler for forstærkningen af elnettet. I gennemsnit udgør kapitalomkostningerne 60-70% af de

³ Der refereres til kapitel 2.2 for uddybning af fordelingen med 60% til vinter og 40% til sommer.

totale omkostninger, der opkræves over en tarif for C-kunder. Af disse er det cirka halvdelen, der specifikt vedrører 0,4 kV-elnettet.

For C-kunderne bliver tarifskaleringsfaktorer fastsat til:

Lastperiode	Tarifskaleringsfaktor
Lavlast	1/3
Højlast – sommer	1/2
Højlast – vinter	1
Spidslast – sommer	1,3
Spidslast - vinter	3

Tarifskaleringsfaktorerne er udtryk for, hvordan den gennemsnitlige belastning for C-kunderne ser ud på tværs af netselskaberne, og skal dermed i sig selv ikke tages alt for bogstaveligt.

Kapitel 2.2 Metode for tidsdifferentiering af øvrige kunder

Det grundlæggende princip om at opkræve størstedelen af kapitalomkostningerne i de mest belastede timer finder ligeledes anvendelse ved fordelingen på de øvre spændingsniveauer. Der er imidlertid tale om en lidt anden situation end for C-kunderne, da der er færre lastzoner (lavlast, højlast og spidslast). Der tages ud fra et systemisk belastningshensyn udgangspunkt i hovedsaligt sæsonvariationen, således at omkostningerne skal fordeles mellem de belastende timer i vinter-sæsonen og sommersæsonen.

Der opereres for disse kundekategorier ligeledes med en fordeling af kapitalomkostningerne baseret på den grundlastkorrigerede relative belastning mellem vinter og sommer. På baggrund af denne relative belastning opkræves 60% af kapitalomkostningerne i spidslast og 40% i højlast.

Driftsomkostninger samt omkostninger til dækning af nettab opkræves fladt ud over alle timerne.

For kundekategorierne B-høj, A-lav og A-høj introduceres effektbetaling, og tarifskaleringsfaktorerne finder for disse kunder anvendelse på basistariffen efter korrektion for provenu til effektbetalingen. Samlet set vil de tidsdifferentierede tariffer svare til, at det bliver billigere om natten, mens de øvrige timer vil ligne tidsdifferentieringen i tarifmodel 2.0

B-lav-kunder har deres fysiske tilslutningspunkt i nettet på 0,4 kV-siden af en transformerstation. Deres belastningsmønster ligner imidlertid ikke C-kundernes, men har højere sammenfald med højspændingskunderne (B-høj, A-lav og A-høj). B-lav kunder får derfor tidsdifferentiering efter samme lastzoner som B-høj, A-lav og A-høj. Dette medfører, at de tariferes, så der ikke sendes prissignaler til ugunst for belastningen under 10 / 0,4 kV-transformerstationerne eller belastningen på systemniveau.

For disse kundekategorier bliver tarifskaleringsfaktorerne:

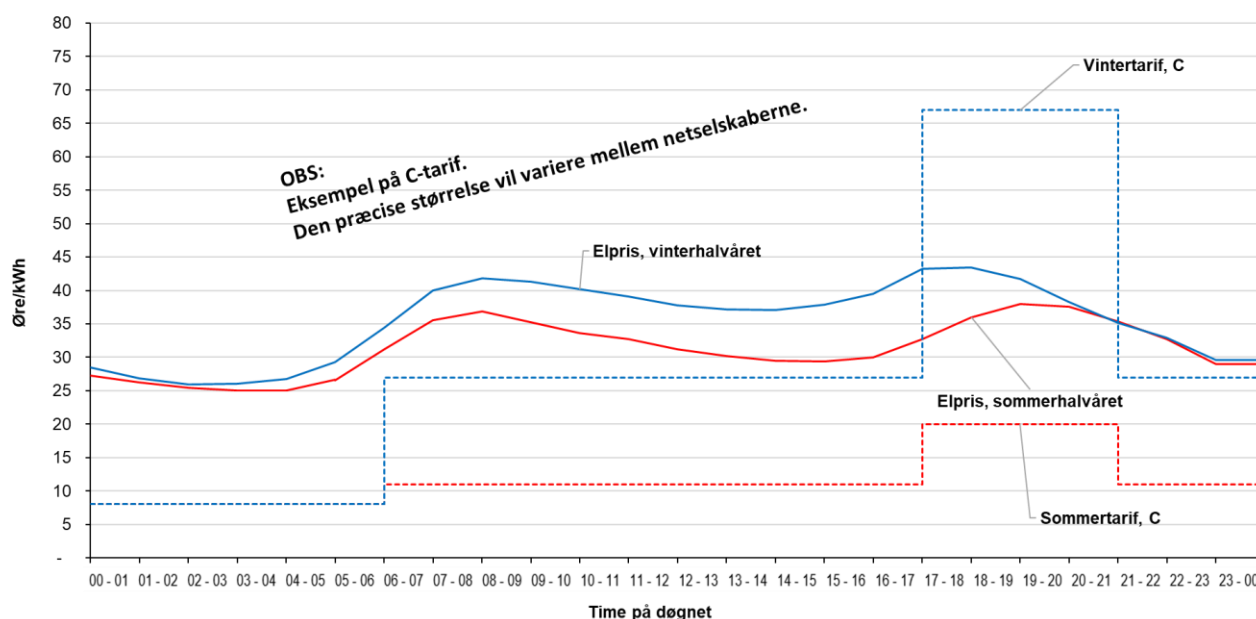
	Tarifskaleringsfaktorer			
Lasperiode	B-lav	B-høj	A-lav	A-høj
Lavlast	1/3	1/3	1/3	1/2
Højlast	1	1	1	1
Spidslast	2	2	2	2

Kapitel 3 Sammenfald med elprisen

Netselskabernes tariffer afspejler belastningen i nettet og omkostningerne knyttet hertil. Der er typisk sammenfald mellem belastningen af nettet og den gennemsnitlige elpris på det frie elmarked. Med indretningen af tidsdifferentieringen i Tarifmodel 3.0 er der altså generelt et godt samspil mellem elprisen og tarifferne.

Såvel elprisen som tarifferne er generelt lave om natten og højere om dagen, ligesom det for begge gælder, at priserne er lavere om sommeren end om vinteren. Dette forhold er skitseret i nedenstående figur med udgangspunkt i elprisen og branchegeneriske tariffer for C-kunder:

Middel-elpris og tarifsatser



Nettet skal sende efficiente prissignaler baseret på nettets omkostninger og kan derfor i en periode godt være ude af fase med elprisen, men det bemærkes, at elprisen og tidstarifferne generelt harmonerer, og at elprisen dermed forstærker den valgte struktur i Tarifmodel 3.0.

Dok. ansvarlig: DCH
Sekretær:
Sagsnr.: s2016-490
Doknr: d2021-9166-4.0
29-04-2021

Bilag 3 - Effektbetaling - specifikation og indførelse

En kommende effektbetaling skal ses i sammenhæng med de øvrige tarifelementer, som netselskaber har, samt tilslutningsbidrag.

Det nærværende dokument har til formål at beskrive, hvordan en effektbetaling specificeres, og hvad konsekvenserne vil blive for hhv. netselskabers og elhandlers forretningsprocesser.

Standardaftalen mellem netselskab og elhandler samt netselskabernes tilslutningsbestemmelser ses ikke at skulle ændres ved indførelsen af ny tarifmodel inkl. effektbetaling. Imidlertid vil EU-eldirektivet (2019/944/EU af 5. juni 2019), når det snart er implementeret, forventeligt medføre nye varslingsregler, når elhandlere ændrer priser, og dette kan gøre det nyttigt også at ændre bestemmelser i standardaftalen. Dette er afspejlet i de to afsnit om varslingsregler.

Følgende emner behandles i nærværende notat:

- Engrosmodellens opgavefordeling
- Effektbetalings indplacering blandt priselementer
- Måleenhed for effekt
- Klassifikation af kunders effekttræk
- Målemetode
- Skift mellem effektklasser
- Initial indplacering af kunden
- Håndtering af egenproducenter
- Varsel af ændringer og indførelse af effektbetaling – nugældende regler
- Varsel af ændringer og indførelse af effektbetaling – kommende regler
- Ændring af enhedspris versus mekaniske classeskift
- Effektbetalings størrelse
- Tilpasning af datahubben
- Nye processer
- Kundeinformation

Engrosmodellens opgavefordeling

Den danske engrosmodel implicerer, at netselskaber fakturerer elhandlere, og at elhandlere fakturerer slutkunder. En kommende effektbetaling vil blive en del af dette setup.

Dette betyder, at elhandleren, som for andre af netselskabernes priselementer, har en frihed til at viderefakturere dem uændret 1:1, alternativt lade dem indgå i den konkurrenceudsatte del af kundens pris.

Alene midlertidige prisnedsættelser, som netselskabet overfor elhandleren har markeret som obligatoriske til kundevisning, er elhandleren forpligtet til at viderefakturere 1:1 og vise slutkunden på regningen.

Effektbetalingens indplacering blandt priselementer

Initialt betaler en ny kunde et tilslutningsbidrag, som giver kunden en adgang til elnettet. Samtidigt med betaling af tilslutningsbidraget fastlægges kundens fysiske indplacering som enten C-, B-lav-, B-høj-, A-lav- eller A-høj-kunde, samt hvilket leveringsomfang kunden har, dvs. kundens maksimale effekttræk fra elnettet.

Herpå betaler kunden løbende med et abonnement for måling og kundeforhold og med en nettarif for omkostninger til selve nettet. Hertil kommer gebyrer, som dækker diverse ad hoc-omkostninger i forbindelse med installationen.

Abonnementet er en fast betaling for bl.a. elmåling, og nettariffen er en betaling, som afhænger direkte af kWh-forbruget.

I tillæg til disse priselementer kan det for større elkunder (B-høj, A-lav og A-høj) være nyttigt af hensyn til netdimensionering med en betaling, som mere præcist afspejler og differentierer mellem højspændingskunders faktiske effekttræk.

Selvom en kunde har betalt for et givent leveringsomfang fysisk, er det ikke sikkert, at kunden altid i praksis ønsker dette fuldt benyttet, og her kommer effektbetalingen ind i billedet med graderet og mindre effektbetaling for mindre effekttræk. Tilslutningsbidraget dækker ikke netdimensionering i bred forstand, men komplementeres af øvrige betalinger, herunder med fordel af effektbetaling.

Priselement	Hvad priselementet dækker
Tilslutningsbidrag	Adgangsbillet til nettet, som sikrer, at kunden ikke bestiller for stort leveringsomfang og får adgang til det net, andre kunder har betalt for opbygning af.
Abonnement	Måler, måling og kundeforhold.
Nettarif (tidsdifferentieret)	Betaling for brug af selve nettet (fordi det driver omkostninger, når kunder på nogle tidspunkter belaster nettet)
Effektbetaling	Betaling for brug af selve nettet (fordi der for større kunder er faste netomkostninger ved at forsyne kunden med effekt uanset energiforbrug).

Som det også er tilfældet for abonnementer og tarifer, skal effektbetaling opkræves for hvert målepunkt, hvor der kan skiftes leverandør i elmarkedet. Har en juridisk enhed flere af sådanne målepunkter – så er der flere separate forhold i elmarkedet og flere separate betalinger.

Måleenhed for effekt

Effekt kan angives i forskellige enheder. Effekt måles i Watt eller Volt-Ampere. Endvidere tales ved tilslutningsbidrag om ampere-trækket, som med et underforstået spændingsniveau også er

udtryk for effekt. For ikke-teknikere kan der let opstå uklarhed, så derfor benyttes i tarifbeskrivelsen blot Watt, og i tusinder, kilo-Watt, kW, eller million, Mega-Watt, MW.

Klassifikation af kundernes effekttræk

Med tilslutningsbidraget er kunden indplaceret med fysisk adgang til et givent leveringsomfang, dvs. i praksis et maksimalt effekttræk. For B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder kommer derudover, som nævnt i afsnittet om effektbetalingens indplacering, en effektbetaling i spil. Dette ændrer ikke på, at kundens leveringsomfang aldrig kan overskrides uden fornyet/forøget tilslutningsbidrag.

Effektbetalingen for den enkelte kunde sker dermed inden for et med tilslutningsbidraget fastsat leveringsomfang og indenfor en fysisk tilslutningsgruppe (B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder).

Tabellen herunder angiver for B-høj-, B-lav- og A-høj-kunder niveauet for de nedre grænser for mulig abonneret effekt samt størrelsen på de effektblokke, der vil skulle købes fortløbende.

Kundekategori	Lavest effektabonnement Effekt målt i kW	Effektblokke Effekt målt i kW
B-høj	100	100
A-lav	500	500
A-høj	1.000	1.000

Som det er illustreret i tabellen, er det minimum kunderne vil skulle abonnere på én effektblok, hvorefter yderligere behov for effekt vil skulle tilkøbes i blokke. Den initiale indplacering af kunderne er dog ikke på minimumsniveauet, men som det vil fremgå senere, på det maksimum, som leveringsomfanget muliggør.

Denne indikerede metodik går af enkelthedshensyn ud fra en lineær sammenhæng mellem netselskabers omkostning og de større kunders effekttræk.

Målemetode

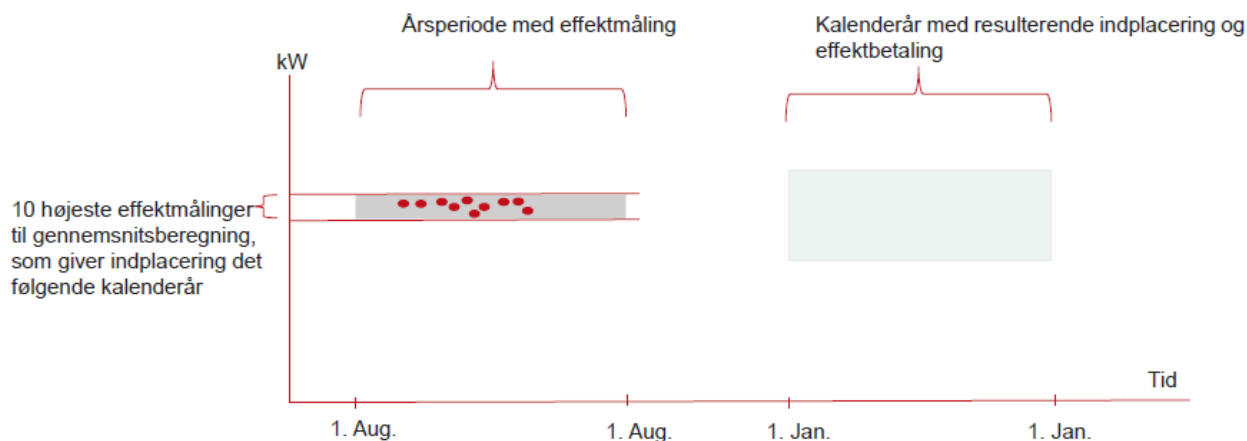
Effekten måles i praksis via en timemåling af forbruget. Der kigges på måledata for en årsperiode ad gangen, gående fra 1. august ét år til 1. august det følgende år. De 10 timemålinger i årsperioden med højest kilowatt-time-forbrug udvælges derpå til en gennemsnitsberegning. Dette gennemsnitlige elforbrug målt i kWh benyttes nu som udtryk for det højeste effekttræk i kW i den pågældende årsperiode.

Skift mellem effektklasser

På ovenstående vis gennemføres årligt efter den 1. august en sådan opgørelse, som derpå benyttes til at indplacere i en effektklasse jævnfør tabellen ovenfor.

Denne indplacering benyttes til at fastlægge kundens effektbetaling i det derpå følgende kalenderår.

Sammenhæng mellem effektmåling og indplacering



Som vist i figuren indplaceres kunderne til effektbetaling helt automatisk. Efter en august-august årsperiode følger siden et januar-januar kalenderår, hvor effektbetalingen ligger fast. Hvis kunden eksempelvis har et effekttræk, som overskrider den effektklasse, som kunden er indplaceret i, ændres betalingen ikke umiddelbart. Den beskrevne mekanik kan dog føre til en ændring i betalingen i et senere kalenderår.

Initial indplacering af kunden

Når en sådan effektbetaling skal opstartes for en kunde uden en målingshistorik til automatisk indplacering, er der to mulige situationer; den ene er at målepunktet er helt nyt, og den anden er at kunden har overtaget (er flyttet ind) en tidligere elkundes målepunkt.

I den første situation ser netselskabet på kundens ampere maksimum (leveringsomfang) og indplacerer kunden i den effektklasse, som leveringsomfanget tilsiger (dette sker opdelt efter B-høj, B-lav eller A-høj).

I den anden situation "arver" den nye elkunde indledningsvis konsekvensen af den tidligere elkundes elmålinger med hensyn til effektbetalingens størrelse. Dette vil være en effektbetaling højst lig med, men typisk lavere end den, leveringsomfanget giver anledning til. Skulle en kunde alligevel finde, at indplaceringen er for høj ved denne "arv", da kan kunden henvende sig til netvirksomheden og bede om et lavere leveringsomfang hvorefter effektbetalingen da fastsættes ud fra dette.

Håndtering af egenproducenter

Egenproducenter har både et forbrug og en produktion og kan befinde sig i forskellige afregningsgrupper. Fælles for dem er dog, at de også tariferes af netselskabet med en vanlig nettarif. Den måling, nettarriffen lægges på, kaldes også en bruttomåling, da det er bestemt af Forsyningstilsynet, at egenproducenter skal bruttotariferes.

Når det drejer sig om effektbetalingen, bliver det derfor også denne bruttomåling, som bliver genstand for beregningen af effektbetalingen, og ellers akkurat som beskrevet for øvrige kunder.

Varsel af ændringer og indførelse af effektbetaling – nugældende regler

Selve indførelsen af effektbetaling vil for elhandlere overfor erhvervskunder ved viderefakturering være en vilkårsændring, der efter nugældende regler skal varsles alt efter, hvad der er aftalt med kunden.

Overfor private husholdningskunder ville elhandlere, hvis effektbetaling blev aktuelt for disse, have haft en ufravigelig forpligtelse til varslings af vilkårsændring efter nugældende regler samt derpå ændringer til ugunst.

Netselskaberne er imidlertid efter gældende regler, dvs standardaftalen mellem Netselskab og Elleverandør om brug af Distributionsnettet, forpligtet til varslings overfor elhandlere, uanset om slutkunden er privat eller erhverv.

Elhandleren er for sin part ikke forpligtet til at varsle erhvervskunder for prisændringer, med mindre elhandleren har aftalt dette med sin kunde.

Varsel af ændringer og indførelse af effektbetaling – kommende regler

Med det nye eldirektiv indføres ændring i elhandlers varslingsforpligtelser fra 1. januar 2021. Som noget nyt kommer elhandlere forventeligt til udover at skulle varsle private også at skulle varsle erhvervskunder prisændringer, og de vil skulle varsles uanset størrelse, og uanset om ændringen er til gunst eller ugunst.

Varslet overfor slutkunden skal ske 14 dage inden ikrafttræden.

Elhandlerens varslingsforpligtelse forventes dog alene at omfatte den konkurrenceudsatte del af elhandlerens pris.

Dvs. at elhandleren ikke behøver at varsle ændringer i netselskabets priser. Elhandleren kan dog ønske at kunne varsle kunden om netselskabets priser.

Eldirektivet giver ikke nye varslingsforpligtelser for netselskaber, men det forhold, at elhandlere evt. kunne ønske at varsle kunderne om netselskabets prisændringer, kunne tale for, at netselskaber foretager alle prisændringer mindst et bestemt stykke tid i forvejen før ikrafttræden. Dette stykke tid er efter nugældende standardaftale 4 måneder i forvejen, og dette kan bibeholdes eller ændres.

Selve indførelsen af effektbetaling ville, som beskrevet i forrige afsnit, ud fra nugældende regler, som kan bibeholdes eller justeres i standardaftalen, virke på den måde, at netselskabet ville skulle vise og kundetilknytte de nye effektbetalinger i datahubben 4 måneder inden ikrafttræden. Dette fordi der er tale om nyt priselement.

Samlet set skal en indførelse af effektbetaling varsles i overensstemmelse med det nye eldirektiv og den gældende standardaftale samt eventuelle ændringer i denne bl.a. som følge af det nye eldirektiv.

Disse forhold behandles adskilt fra beskrivelsen af effektbetaling.

Ændring af enhedspris versus mekanisk classeskift

Når en kunde er på effektbetaling, og produktet er veldefineret med en klassifikation og pris pr. kW, er der (som vist i foregående tabels sidste række) ikke nogen udefra kommende

varslingskrav, i forbindelse med at kunden skifter klasse. Dette er på forhånd meddelt, fastlagt og forudsigeligt.

Når netselskaberne i august måned efter beregningerne af kunders nye effektbetalingsindplacering skal disse således ikke varsles overfor elhandlerne. Dette betyder, at netselskaberne ikke behøver at synliggøre de nye indplaceringer i datahubben 4 måneder i forvejen. Netselskabet skal alene sikre tilknytning rettidigt efter datahubbens/forskrifters regler.

Elhandleren har fuld information om måledata og effektbetalingsmodellen, og kan dermed selv vælge sit serviceniveau overfor kunden med orienterende information.

Effektbetalingernes størrelse

Som nævnt ovenfor lægges op til en lineær sammenhæng mellem effekttræk og betaling. Dette er nemmest administrativt og enkelt for kunderne at forstå.

Dette sker for hver af de tre grupper, B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder, med hver sin kW-betaling. Omkostningerne, som opkræves, fordeles til kunderne efter vandfaldsprincippets logik, så en kW er væsentligt dyrere for B-høj-kunden end for A-høj-kunden.

Hver af kundegruppernes samlede effektbetaling svarer til 25 pct. af netomkostningerne (drift, vedligehold, afskrivninger og forrentning) på de spændingsniveauer, kunderne benytter.

For en gennemsnitlig kunde vil effektbetalingen således udgøre omtrent 25 pct. af deres samlede betaling til netselskabet.

Tilpasning af datahubben

Netselskaber er ansvarlige for korrekt indtastning af egne tariffer og abonnementer og også effektbetalinger, når disse skal i anvendelse. Selve angivelsen af, om der er tale om B-høj-, A-lav- og A-høj-kunder, vil netselskaberne allerede have. Selve den derpå følgende betaling pr. kW i hver af disse grupper burde også være overkommelig at skabe rum til i datahubben.

Det bliver lidt mere komplekst med den årligt tilbagevendende opgørelse af, hvor kunderne skal indplaceres i det følgende kalenderår.

Dette skal netselskaber selv udføre i eget system for derpå at lægge effektklasseflytninger ind på konkrete kunder.

Løsningen vil kræve kodning.

Selve effektbetalingerne er datahub-mæssigt at sammenligne med abonnementer, idet der er tale om faste månedlige betalinger (ligner abonnementer).

Det nye vil være monitoreringen, som giver konsekvenser i form af med skift af effektklasse.

Her skal det bemærkes, at Energinet selv overvejer at indføre effektbetaling for A-høj- og A-lav-kunder. Al logik tilskriver, at den effektret, kunden abonnerer på ift. netselskabet, også vil være den effekt, kunden abonnerer på ift. transmissionsnettet.

Nye processer

For såvel netselskaber som elhandlere vil en effektbetaling, som beskrevet ovenfor, medføre, at nye processer skal indarbejdes.

Netselskabers prisblad vil indeholde et element mere, et element som skal lægges i datahubben for hver kunde, ligesom tariffer, abonnementer og gebyrer. Den største opgave vil dog være den nye monitorering og følgen med i, om der skal ske klassifikationsskift for hver kunde.

For elhandlere er der tale om et helt nyt priselement, som skal vises på elregningen (den forklarende version), hvis viderefakturerings vælges. Dette vil kræve noget tilpasning.

Kundeinformation

En tilgang til håndteringen af effektbetaling kunne være at sige, at modellen skal kunne fungere, uden at elhandlere forpligtes til at gøre nyt, og at netselskaber vil kunne gøre det tilstrækkelige, i forhold til at modellen kan effektueres.

Dette indebærer følgende:

- Netselskaber står altid for den initiale indplacering af kunder, som beskrevet ovenfor (enten ud fra målehistorik eller leveringsomfang).
- Netselskaber foretager pligtige varslinger (efter eldirektiv og standardaftale) af selve effektbetalingsmodellen og senere følgende ændringer i enhedsprisen.
- Efterfølgende skift i klassifikation effektuerer netselskaber som konsekvens uden varslingsforpligtelse og som beskrevet ovenfor i afsnittet om betalingsændring som følge af mekanisk classeskift
- Elhandlere kan servicere kunderne med oplysning og varslinger om selve modellen og om, hvordan effektræksændringer ændrer i betalinger.

Dansk Energi kan på denne baggrund fra netselskabssiden udfærdige et materiale til elhandlere, så de alle har et bud på, hvad kunder forlods og løbende kan orienteres om med hensyn til effektbetaling.