



NOTAT

SYSTEMTARIF – REVISION AF OPKRÆVNINGSMODEL

Indhold

1. Indledning.....	2
2. Omkostninger systemtariffen dækker	2
2.1 Hvilke omkostninger dækker systemtariffen?	2
2.1.1 Betaling for Tilsyn (ca. 2%)	3
2.1.2 Elsystemansvar (ca. 35%)	3
2.1.3 Omkostninger til DataHub (ca. 15%)	3
2.1.4 Systemydelse (ca. 48%)	4
2.2 Opsamling og konklusion	5
3. Overordnede betragtninger	5
3.1 Systemtarif og rammer for tarifiering.....	5
3.2 Omkostninger og kilder til dem	6
3.3 Generelle opkrævningsmetoder for systemtariffen	7
4. Mulige modeller for opkrævning af systemtarif	8
4.1 Overblik.....	8
4.2 Generelle overvejelser om mulige virkemidler	8
4.3 Forskellige mulige grundelementer i opkrævning af systemtariffen	9
4.3.1 Degressiv kWh-tarifiering	9
4.3.2 Fordeling på forskellige tarifieringsobjekter	9
4.3.3 Forskellig kWh-tarif pr kunde-gruppe.....	10
4.4 Eksempel med DataHub-omkostninger som abonnement.....	11
5. Sammenfatning	11

1. Indledning

I forbindelse med Energinets arbejde med at skabe et fremtidssikret tarifdesign er der behov for at undersøge opkrævningsmodellen for systemtariffen. Systemtariffen opkræves i dag alene som en flad energibetaling – øre/kWh – og bidrager derfor lige meget til marginalprisen på den første og den sidste forbrugte kWh strøm.

Energinet finder det derfor nødvendigt at vurdere om opkrævningen af systemtariffen passer til fremtiden, med sektorkobling, nyt stort fleksibelt forbrug og med et energisystem primært baseret på volatil VE-produktion.

En række branchesamarbejder har også identificeret behovet for ændringer i tarifdesignet, bl.a. i *Anbefalinger til en dansk strategi for Power-to-X* og senest i Erhvervslivets Klimaalliances sektorkoblingsanbefalinger.

Energinet vil på den baggrund igangsætte et arbejde med at omlægge opkrævningsmodellen for systemtariffen, med henblik på at gøre den mere omkostningsægte. Det vil blandt andet bevirke, at systemtariffen i mindre grad vil bremse for – og i højere grad understøtte – den grønne omstilling.

Fokus i dette notat er på den generelle opkrævning af systemtariffen og mulighederne for at omlægge den i en mere hensigtsmæssig og omkostningsægte retning.

2. Omkostninger systemtariffen dækker

Systemtariffen dækker de systemdriftsrelaterede omkostninger. Dette omfatter i praksis for en væsentlig dels vedkommende omkostninger til forskellige former for systemydelser. Dette inkluderer omkostninger til indkøb af *kapacitet* til reserver samt til systembærende egenskaber. (Udgifter til *aktivering* af reserver betales af de parter, der er årsag til behovet for aktiveringen, og berører derfor ikke tarifniveauet.) Derudover dækker det også en række omkostninger i Energinet, særligt Elsystemansvar og DataHub. Se en uddybning af omkostningselementer nedenfor.

I forhold til systemtariffen anses disse omkostninger i udgangspunktet som fællesomkostninger til at sikre forsyningssikkerheden i det kollektive elforsyningsnet, og alle brugere (både forbrugere og producenter) får gavn heraf. Systemtariffen er således betaling for det kollektive gode: forsyningssikkerheden.

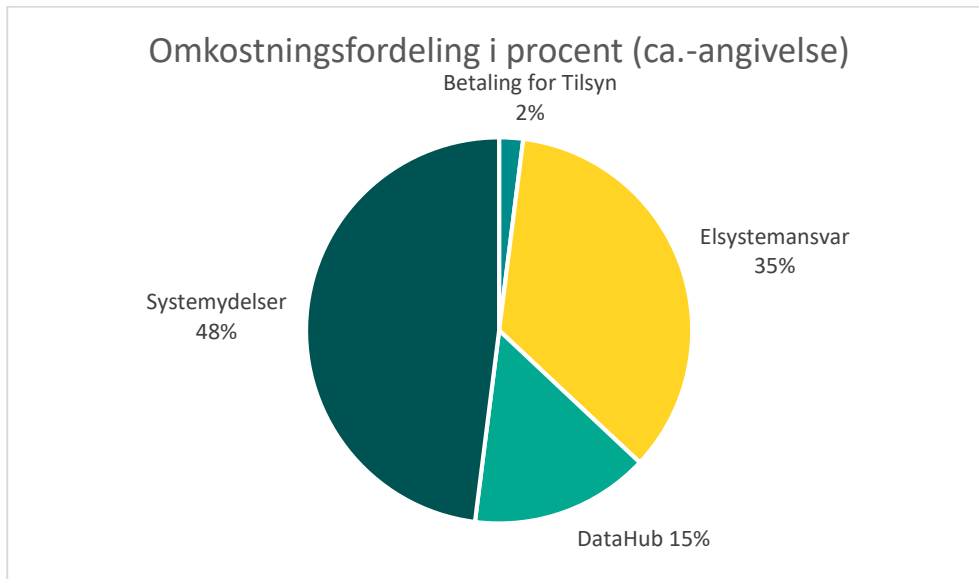
Det vurderes således, at den fortsat bør opkræves i en slutkundemodell, det vil sige, at alle forbrugere betaler hertil; uanset placering på spændingsniveau. Det skyldes, at omkostningerne, som er forbundet med systemtariffen, er uafhængige af, hvilket spændingsniveau de enkelte kunder i DSO'ernes net er tilsluttet. Alle danske forbrugere har gavn af, at Energinet balancerer elsystemet og sikrer en høj forsyningssikkerhed med et minimum af afbrud.

2.1 Hvilke omkostninger dækker systemtariffen?

En meningsfuld diskussion om omkostningsægte tarifiering af systemydelser forudsætter, at man har et klart overblik over, hvilke omkostninger systemtariffen dækker og ikke mindst hvad der driver disse omkostninger.

Et overblik over omkostningerne der dækkes ved systemtariffen ses i nedenstående diagram.

De angivne procentsatser er omtrentlige og kan variere fra år til år, men er taget med for at give en fornemmelse af det indbyrdes størrelsesforhold mellem omkostningstyperne.



Energinet afholder også omkostninger til køb af regulerkraft til at håndtere ubalancer, men den omkostning indhentes ved de aktører der er i ubalance, hvorfor omkostningen ikke er medtaget her og ikke berøres yderligere.

I det følgende beskrives de største omkostningselementer og der foretages en vurdering af, hvad der primært driver omkostningen (forbrug vs. produktion), og om omkostningen primært er fast eller variabel (effekt vs. energi).

2.1.1 Betaling for Tilsyn (ca. 2%)

Disse omkostninger vedrører betaling til Forsyningstilsynet for deres administrative arbejde ift. Energinets metodeanmeldelser mv. Omkostningerne drives af aktiviteter, der både relaterer sig til forbrug og produktion, og er ikke knyttet hverken til antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget. Den udgør en meget lille del af omkostningerne og berøres ikke yderligere her.

2.1.2 Elsystemansvar (ca. 35%)

Dette dækker over Elsystemansvars omkostninger forbundet med bl.a. planlægning, markedsudvikling, balancering af elsystemet mv. Her ligger også de betydelige IT-omkostninger til bl.a. kontrolcenter mv. Omkostningerne, ses ikke umiddelbart at kunne differentieres imellem forbrug og produktion eller diverse kundekategorier. Omkostningerne ses heller ikke direkte at være relateret til antallet af målere, kWh-forbruget eller til kapacitet.

2.1.3 Omkostninger til DataHub (ca. 15%)

Disse omkostninger vedrører omkostninger til drift og udvikling af DataHub. Det er egentlig ikke en omkostning, som følger kWh-forbrug, og kunne formentlig lige så godt være baseret enten på en kapacitet/maksimal-effekt eller på et fast abonnement pr. målepunkt. Idet Datahubben netop håndterer målepunkter, og idet omkostningerne er de samme uanset om de målte kWh er højt eller lavt, vil det formentlig være mest naturligt at fordele om-

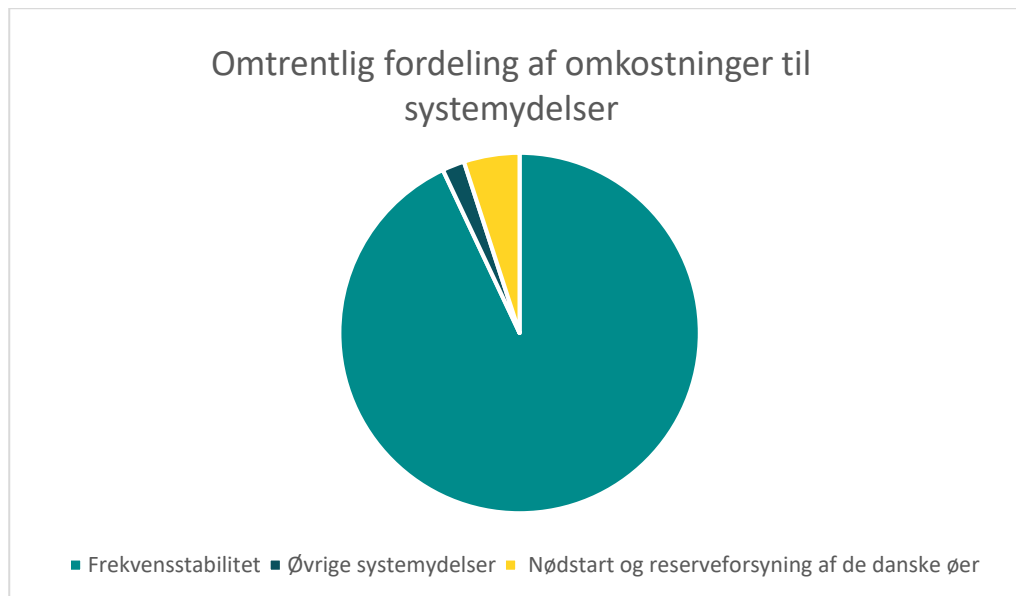
kostningerne som et fast abonnement pr. målepunkt; evt. med et højere abonnement på målepunkter med stort forbrug, hvor tids- og proces-kravene til validering er større end for målepunkter med mindre forbrug.

2.1.4 Systemydelser (ca. 48%)

Energinet har som systemansvarlig virksomhed brug for en række ydelser til at opretholde stabilitet i elsystemet og dermed elforsyningsikkerheden – disse ydelser kaldes samlet set for systemydelser. Ydelserne er nødvendige for at sikre en stabilitet af elsystemet under både normaldrift og ved genetablering efter fejl.

Systemydelser er klart den største omkostning, der dækkes af systemtariffen, og samtidig en omkostning, som forventes at stige i de kommende år. For yderligere beskrivelse af behovet for systemydelser henvises den årlige rapport *Behovsvurdering for Systemydelser*, der kan findes på [Energinets hjemmeside](#).

Systemydelsesomkostningerne dækker en række forskellige behov, men størstedelen af omkostninger er relateret til kapacitet til sikring af frekvensstabilitet og balancering. Grupperet på de forskellige typer af behov, bliver omkostningsbilledet som i følgende figur.



Frekvensstabilitet

Som det fremgår, er det primært sikring af kapacitet til håndtering af frekvensstabilitet/balancering, der driver systemydelsesomkostningerne. De udgør således i det anvendte datagrundlag ofte mere end 90 % af de samlede systemydelsesomkostninger.

Omkostningerne er – teknisk set – primært henførbare til krav til reserve i tilfælde af udfald af produktion/indfødnings og kun i begrænset omfang til forbrug. Omkostningerne er heller ikke alene henførbare til hverken antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget/produktionen for enkelte anlæg.

Dimensioneringen af de forskellige reserver er afhængig af EU-regulering og aftaler med øvrige landes TSO'er. Det er således ikke eventuelle aftaler mellem Energinet og en dansk forbruger, der afgør dimensioneringsbehovene. Aftaler med en forbrugskunde kan derfor ikke reducere dimensioneringskravene af disse forskellige reserver.

Nødstart og reserveforsyning af de danske øer

Omkostninger til nødstart fra dødt net sikrer muligheden for at få elsystemet på benene igen efter en blackout.

Reserveforsyningen af de danske øer er omkostninger til at sikre øernes fortsatte forsyning ved afbrud af kablerne.

Omkostningerne varierer, men udgør ofte omkring 5 % af de samlede systemydelsesomkostninger.

Ingen af disse to omkostninger er direkte henførbare til hverken antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget/produktionen for enkelte anlæg.

Øvrige systemydelser

Dette kan bl.a. vedrøre behov for ekstra systembærende egenskaber i forbindelse med revisioner og ikke-intakt net, eller det kan drejes sig om behov for spændingsstabilitet og udgør i dag ofte omkring ca. 2 % af de samlede systemydelsesomkostninger.

Ingen af disse to omkostninger er umiddelbart direkte henførbare til hverken antallet af målere, kapacitet eller til kWh-forbruget/produktionen for enkelte anlæg.

Juridiske rammer for anskaffelse af systemydelser

Fremskaffelsen af systemydelser er reguleret af både danske og EU-regler. Disse rammer nævnes her, da det kan påvirke muligheden for at fremskaffe dem på anden vis end gennem markedsføring, fx via en forpligtelse som fastlægges i en anlægstilladelse eller via en forpligtelse ved valg af et tarifprodukt.

Det er fastsat i § 19 i bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet, at: *"Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til opretholdelse af det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed anvender Energinet så vidt muligt markedsbaserede metoder"*.

2.2 Opsamling og konklusion

Omkostningsgennemgangen har vist, at en stor del af de systemdriftsrelaterede omkostninger ikke kan henføres entydigt til produktion eller forbrug og heller ikke på indlysende måde henføres direkte til enten antallet af målere eller til faste (kapacitetsafhængige) eller variable (kWh-afhængige) omkostninger.

3. Overordnede betragtninger

3.1 Systemtarif og rammer for tarifiering

Det overordnede princip for Energinets opkrævning af alle tariffer er fastlagt i elforsyningslovens § 73. Den angiver, at: *"De kollektive elforsyningsvirksomheders prisfastsættelse af deres ydelser ... skal ske efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til."*

I Metodebekendtgørelsens (1085/2010) § 2, stk.3, er det desuden fastlagt, at: *"Metoderne skal indeholde en beskrivelse af de fordelingsnøgler, som anvendes til allokering af omkostninger,*

der ikke direkte kan henføres til enkelte køberkategorier, eksempelvis administrationsomkostninger og energispareomkostninger. Det skal fremgå, hvilke omkostninger der er omfattet af de enkelte fordelingsnøgler."

Det bemærkes specielt, at der i disse bestemmelser udelukkende tales om de "omkostninger", som køberkategorierne giver anledning til, og at det altså ikke indgår i bestemmelserne, hvorvidt de enkelte køberkategorier har "værdi" af de enkelte dele af Energinets ydelser. Kunder kan derfor ikke fritages for tarifiering, selv om de mener, at de ikke har værdi af ydelserne.

Energinets nuværende tarifiering af systemtariffen er en ren volumentarif med en fast pris pr. forbrugt kWh. Dvs. at Energinet hidtil har valgt at tarifere, så det er kundernes energiforbrug, der anvendes som fordelingsnøgle for de omkostninger, som skal dækkes.

Den gældende regulering er dog åben for, at der kan anvendes flere forskellige fordelingsnøgler. Det vil altså være muligt at anvende andre fordelingsnøgler for omkostningerne end energiforbruget i kWh. Reglerne giver både mulighed for at anvende flere *forskellige* fordelingsnøgler for forskellige dele af omkostningerne, og specificerer også, at man i tarifieringen skal forholde sig specifikt til de omkostninger, som ikke direkte kan henføres til enkelte køberkategorier. Hidtil har Energinet blot ikke benyttet sig af disse muligheder.

Som gennemgået ovenfor i afsnit 2 er det ikke alle de omkostninger, som systemtariffen dækker, som entydigt kan henføres til kWh-forbruget.

Disse observationer giver anledning til at konstatere, at det både er muligt at ændre opkrævningsmodellen for systemtariffen og at det formentlig også vil være rimeligt set ift. bestemmelserne i den gældende regulering. På den baggrund giver det god mening at analysere om en mere hensigtsmæssig opkrævningsmodel kan udvikles.

3.2 Omkostninger og kilder til dem

Omkostningssammensætningen for systemtariffen er opsummeret i Tabel 1 nedenfor sammen med en indikation af, hvad der primært giver anledning til de respektive omkostninger i de tilfælde, hvor det kunne fastlægges med rimelig sikkerhed. Fokus er altså på, hvad der giver anledning til *omkostningerne* og ikke på hvilken *værdi* de tilhørende aktiviteter skaber for hvilke parter.

Tabel 1 Omkostningssammensætning for systemtarif og omkostningsdrivere. POC står for Point of connection.

Omkostnings- element	Ca. andel af system- tarifomk.	Ikke specifikt henførbart	Forbrug			Produktion		
			POC /måler	Energi (kWh)	Maks-effekt (MW)	POC /måler	Energi (kWh)	Maks-effekt (MW)
Tilsyn mv.	2 %	X	(x)			(x)		
Elsystemansvar	35 %	X	(x)			(x)		
Omkostninger til DataHub	15 %	-	X	-	-	X	-	-
Systemydelse	48 % (100 %)	Systemydelse er opdelt i de enkelte typer i de følgende rækker						
- Frek.stab/ ba- lance (aut. og man. reserver)	(93 %)	-	-	- (X*)	-	-	-	X
-Øvrige system- ydelse	(2 %)	X	-	-	(X)	-	-	(X)
- Nødstart og reserveforsy- ning af danske øer	(5 %)	X	-	-	-	-	-	-

* Teknisk er disse omkostninger primært drevet af at sikre reservekapacitet til udfald af produktionsanlæg. Til gengæld er de - aftalemæssigt ift. vore synkroner naboer i hhv. DK1 og DK2 - hægtet op på forbruget.

Som det ses, er det for langt de fleste af omkostningerne til systemtariffen er vanskeligt konkret at henføre omkostningerne til en kundefordeling og til et tarifieringsobjekt. Dvs. om omkostningerne med størst rimelighed kan henføres til enten produktion eller forbrug, til bestemte typer af forbrug eller produktion, og/eller om de kan henføres til antallet af målepunkter/kundefordeling, kundernes maksimale kapacitet for forbrug/produktion eller til kWh-forbruget/produktionen. Nogle omkostninger (f.eks. administrationsomkostninger og tilsyn) kan helt åbenlyst ikke direkte henføres til enkelte kundefordelinger, og selv når selve kundefordelingen kan udpeges ift. hvem der giver anledning til omkostninger, så kan det stadig være vanskeligt at afgøre hvilket tarifieringsobjekt (POC, energi, maks-effekt) det skal henføres til for, at det er mest omkostningsægte ift. hvilken marginalomkostning det hidrører fra.

Det kan bemærkes, at omkostninger til DataHub nok er den eneste væsentlige undtagelse fra dette, idet det ligger i selve funktionen af DataHub, at deres aktiviteter udelukkende er relateret til administration af målepunkter, uanset om det målte antal kWh er højt eller lavt. Dvs. at den specifikt *ikke* afhænger af kWh.

3.3 Generelle opkrævningsmetoder for systemtariffen

Store dele af systemtariffen har derfor nærmest karakter af at være en fiskal tarif, som skal opkræves, og hvor der formentlig ikke kan fastsættes et objektivt set rigtigt tarifieringsgrundlag ift. produktion eller forbrug og i form af en tarif på antal målepunkter, maksimaleffekt eller kWh.

Det bemærkes specielt, at systemtariffen ikke svarer til en reel marginalomkostning. Hvis den fortsat opkræves som nu, dvs. med samme marginalomkostning på alle forbrugte eller producerede kWh, kan det derfor give anledning til samfundsøkonomiske forvriddningstab.

Optionerne i tarifarbejdet samt nogle mulige alternative opkrævningsmodeller beskrives i det følgende kapitel.

4. Mulige modeller for opkrævning af systemtarif

4.1 Overblik

Der er et grundlæggende problem med den nuværende opkrævning af systemtariffen baseret på kWh-forbruget, hvis aktører begynder at sub-optimere deres investeringer og forbrug ud fra et prissignal fra systemtariffen, der ikke på tilstrækkelig vis relaterer sig til Energinets omkostningsstruktur. Som vist i kapitel 2 er det vanskeligt at henføre langt størstedelen af omkostningerne til systemtariffen til specifikke kundegrupper og konkrete tarifieringsobjekter (de resterende ca. 15 % vedrørte DataHub og dermed håndtering af målerdata).

Energinet har derfor igangsat et arbejde med at se på hvordan systemtariffen skal opkræves på lidt længere sigt, hvor der tilstræbes en mere afbalanceret opkrævning baseret på andre fordelingsnøgler. Herved kan der lægges vægt på andre forhold end blot antal forbrugte kWh. Dette kan potentielt afhjælpe nogle af de problemer, som den nuværende tarifmodel forårsager.

Det skal derfor undersøges, hvordan systemtariffen så kan opkræves og hvilken fordelingsnøgle – eller hvilke fordelingsnøgler – der kan anvendes.

- Hvad skal tarifieringsgrundlaget baseres på f.eks. de omkostninger, som vi direkte kan henføre til specifikke kundegrupper i systemet? Skal det være antal målere, maksimaleffekt, kWh-forbrug/produktion – eller noget helt fjerde?
- Hvordan skal vi tarifere for de omkostninger, som vi *ikke* direkte kan henføre til en kundegruppens energiforbrug, maksimaleffekt, nettilslutning, etc.?

Ved en omlægning af opkrævningsmodellen for systemtariffen kan det måske undgås, at nyt stort forbrug såsom fx elektrolyse-/PtX-anlæg, store varmepumper og datacentre med mange fuldlasttimer på længere sigt kommer til at betale en uforholdsmæssigt stor andel af systemtariffen. Det skal også tages med i betragtning hvilke konsekvenser en evt. omlægning vil have for eksisterende elforbrugere, såvel som for nyt distribueret fleksibelt forbrug såsom individuelle varmepumper og opladning af elbiler, som også forventes som en del af den grønne omstilling. Det skal ligeledes overvejes, om der skal laves særlige tarifieringsregler for egenproducenter.

4.2 Generelle overvejelser om mulige virkemidler

Det overordnede mål er at finde tarifieringsmodeller, der er mere omkostningsægte og samtidig tager hensyn til de samfundsøkonomiske effekter. Dermed vil der kunne gives mere retvisende prissignaler end i dag. Tarifieringsmodellerne skal selvfølgelig fortsat baseres på objektive og ikke-diskriminerende kriterier ift. de omkostninger, som de enkelte kundegrupper giver anledning til, samt foretage en rimelig allokering af de omkostninger, der ikke direkte kan henføres til enkelte kundegrupper.

F.eks. mulige tarifieringsobjekter så er de umiddelbare muligheder, og ofte anvendte:

- Et fast abonnement
- Et kapacitetslement
- Et energielement

Endelig er det værd at overveje mulighederne for udformningen af tarifieringen af hvert enkelt tarifieringsobjekt. Traditionelt tarifieres der kun proportionalt ift. kWh-forbruget og med samme

enhedspris i øre/kWh for alle kunder. Men det er også muligt at udforme det anderledes. F.eks. i form af en degressiv tarifiering, hvor marginalprisen bliver lavere over en vis grænse. Det kan enten være i form af et decideret loft for tariffen eller i form af en lavere tarif over en vis grænse. I afgifts- og PSO-sammenhæng er ordninger med en forbrugsafhængig betaling således ikke ukendt. I elafgiften er der fx en regel om, at der i boliger med elvarme er en lavere elafgift på forbrug over 4.000 kWh/år. Ligeledes var der frem til 2015 en 100 GWh-grænse for meget store kunders bidrag til PSO-omkostninger. Dette var dog politiske beslutninger, idet begge disse ordninger er/var forankret direkte i lovgivning. Et sådant tiltag med en degressiv tarifiering vil i sig selv sikre, at meget store forbrugere ikke kommer til at skulle dække en uforholdsmæssig stor andel af de samlede omkostninger.

4.3 Forskellige mulige grundelementer i opkrævning af systemtariffen

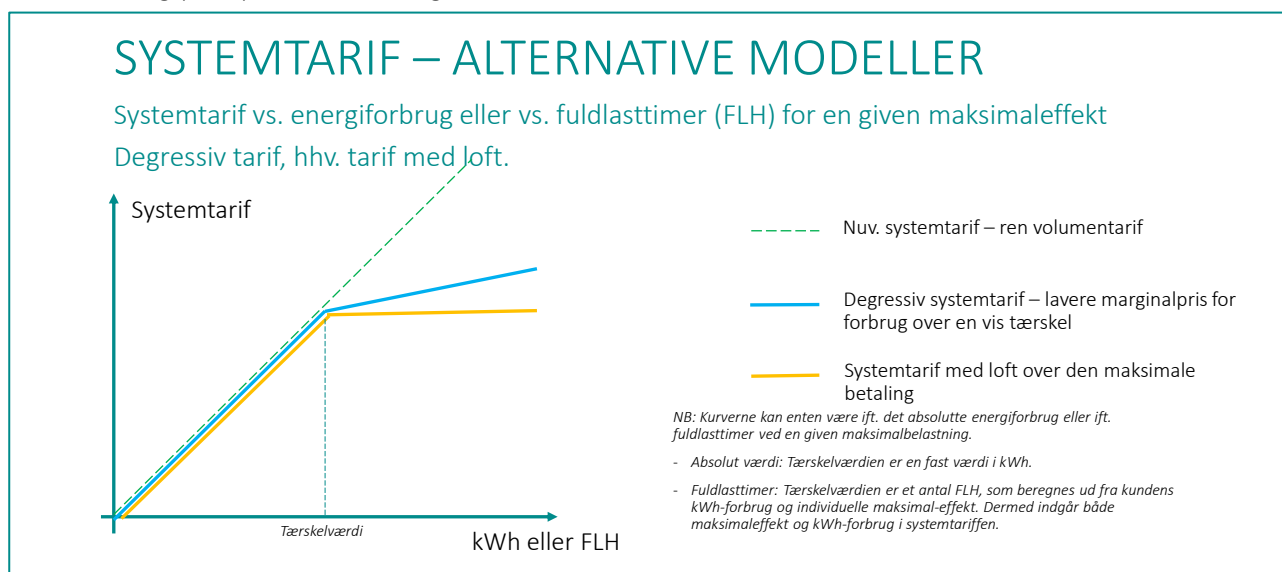
I dette afsnit beskrives – på brainstorm-niveau – tre forskellige elementer for opkrævning af systemtariffen. Disse tre elementer kan betragtes som tre mulige grundelementer, der kan bruges som udgangspunkt for videre overvejelser. Bemærk at det ikke er et enten-eller, idet grundelementerne kan kombineres på forskellige måder. Til sammenligning har netselskaberne i deres Tarifmodel 3.0 f.eks. anmeldt en ny tarifiering, hvor en del af tariffen er lagt på kapacitet, og en anden del er lagt på energiforbrug, samtidig med at der fortsat er en fast abonnementsbetaling. Dvs. i alt tre forskellige tarifieringselementer.

4.3.1 Degressiv kWh-tarifiering

Der kan sættes et loft over systemtariffen eller angives en markant lavere kWh-tarif for forbrug over en vis grænse.

- Hvis det gøres som en absolut grænse i kWh, vil det i praksis kun have virkning for meget stort forbrug.
- Hvis det i stedet udformes for forbrug over en grænse svarende til et vist antal fuldlasttimer, vil det derimod kunne have virkning for et større antal kunder.

Dette tarifieringsprincip er illustreret i Figur 1.



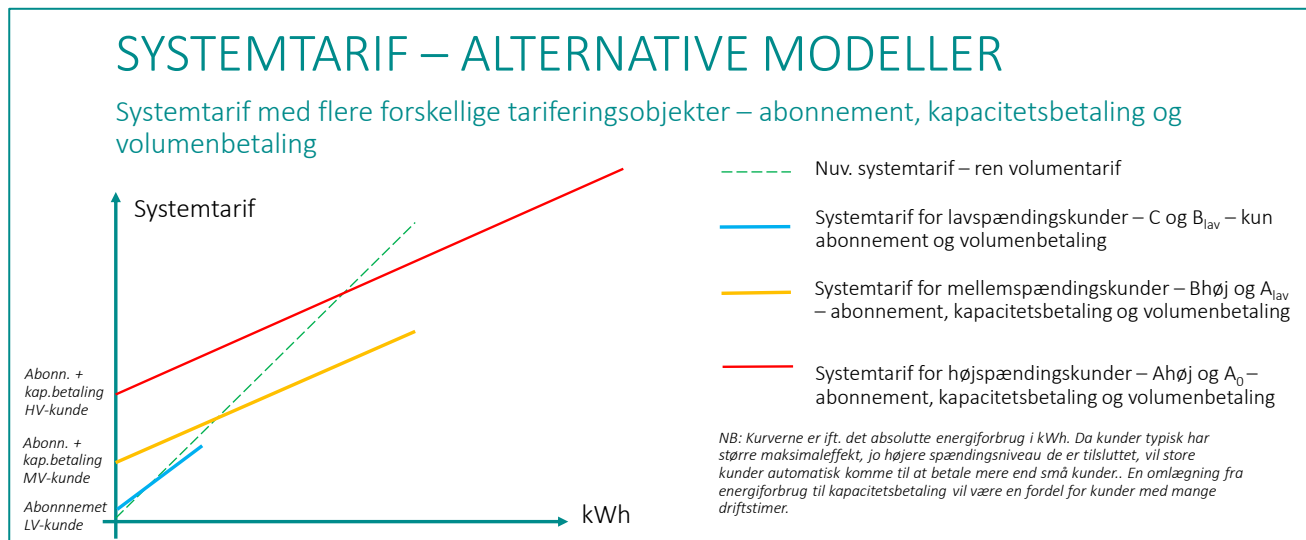
Figur 1 Degressiv tarif, hhv. tarif med loft

4.3.2 Fordeling på forskellige tarifieringsobjekter

Det ønskede tarifprovenu kan fordeles ud på de forskellige tarifieringsobjekter (POC/målepunkt, energiforbrug (kWh), maksimal-effekt (MW)).

Der kunne f.eks. lægges en fast abonnementsomkostning på alle kunder, samt – for større kunder tilsluttet på 10 kV og opefter – en kapacitetsafhængig betaling, og derudover fortsat en betaling ift. energiforbruget. Hvis mindre kunder med lavspændingstilslutning ikke skal have en kapacitetsbetaling, kan deres energitarif selvfølgelig til gengæld være tilsvarende større.

Dette tarifieringsprincip er illustreret i Figur 2.

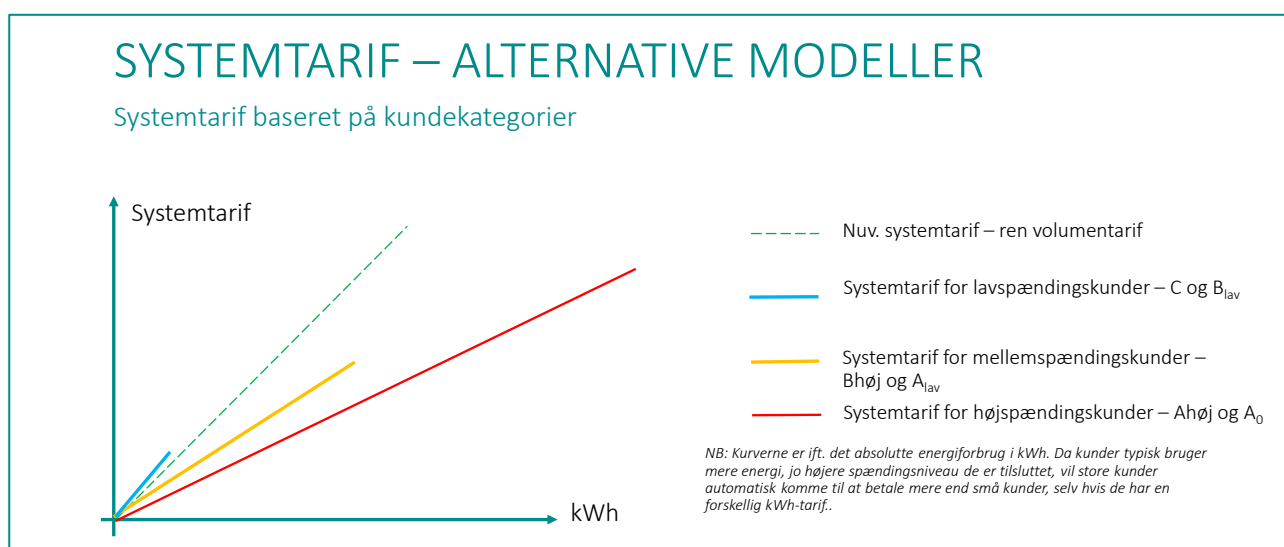


Figur 2 Tarifiering med flere tarifieringsobjekter

4.3.3 Forskellig kWh-tarif pr kundegruppe

Der kan fortsættes med en tarifiering ift. kWh-forbrug, men der kan anvendes *forskellige* tarif-niveauer pr. kundegruppe, f.eks. ift. tilslutningsniveau eller ift. maksimaleffekt. De store kunder skulle så have en lavere kWh-pris end små kunder. Herved vil større forbrugere stadig bidrage ift. deres energiforbrug, men ikke i samme grad som i dag.

Dette tarifieringsprincip er illustreret i Figur 3.



Figur 3 Tarifiering ift. kundekategorier

4.4 Eksempel med DataHub-omkostninger som abonnement.

Som nævnt i kapitel 2 og i Tabel 1 i afsnit 3.23.2 udgør omkostningerne til DataHub omtrent 15 % af de samlede omkostninger til systemtariffen, og det giver ikke anledning til flere eller færre omkostninger, hvis kundernes kWh-forbrug ændrer sig. DataHub's opgave er at betjene samtlige målepunkter i Danmark, uanset om de bruger meget eller lidt energi, og uanset om de har et stort eller lille leveringsomfang (maksimaleffekt). Det er derfor nærliggende at betragte omkostningerne til DataHub som en omkostning, der er relateret til målepunkterne. Derfor vil en tarifiering af denne omkostning ift. antallet af målepunkter kunne være naturlig.

Hvis der i stedet laves en simpel model, hvor DataHub-omkostningerne opkræves som et fast abonnement pr. målepunkt, ville et måleabonnement være på ca. 50-60 kr. pr. målepunkt. Her er der taget udgangspunkt i en gennemsnitsbetragtning over omkostningerne de seneste par år. Dette vil samtidig medføre at den løbende kWh-pris falder med ca. 15%.

Store kunder – pga. at de har mere komplekse installationer – har ofte flere målepunkter, jo større de er. I praksis vil store kunder derfor komme til at betale et lidt større abonnement end små kunder, hvis der betales pr. målepunkt. Alle kunder får altså en ekstra fast omkostning ved denne model, og de store kunder vil i de fleste tilfælde endda få en lidt større fast betaling end små kunder, da de typisk har flere målepunkter. Men da volumentariffen samtidig reduceres, og da de store kunder bruger *meget* mere energi end de små kunder, vil de store kunder samlet set få en mærkbar reduktion af den samlede tarifbetaling. For små kunder vil den faste omkostning til gengæld overstige besparelsen ved den reducerede volumenbetaling.

Det overordnede billede fsva. omfordeling er altså, at store kunder får en besparelse ved omlægning til en andel af abonnementsbetaling, mens de mange små kunder vil få en lille stigning.

5. Sammenfatning

Analysen har vist, at Energinet har mulighed for at omlægge opkrævningsmodellen for systemtariffen, og at der kan være gode grunde til at gøre dette. Det forventes, at omlægningen bl.a. vil indebære et fast abonnement til at afspejle faste omkostninger i systemtariffen, som ikke er afhængige af energiforbruget, f.eks. DataHub-omkostningerne.

Ændringer til opkrævningsmodellen vil tidligst kunne implementeres fra 1/1-2023, og Energinet vil i den mellemliggende tid inddrage de eksterne aktører i udviklingsarbejdet.