



Klima-, Energi- og  
Forsyningsministeriet

# Tarifarbejdet

## Afrapportering fra arbejdsgruppen

# Introduktion

Elektrificeringen af det danske samfund forventes at spille en afgørende rolle i den grønne omstilling. Et stigende elforbrug og en øget udbygning med fluktuerende vedvarende energi kan imidlertid skabe pres på elnettet og nødvendiggøre dyre investeringer i netudbygning. En tidssvarende indretning af tariffene er vigtig for at kunne sikre en effektiv udnyttelse af elnettet og understøtte fleksibilitet i elforbruget. Det vil bidrage til at gøre den grønne omstilling så omkostningseffektiv som muligt.

## Tarifarbejdet udspringer af energiaftalen

Det fremgår af energiaftalen fra 2018, at:

*"(...) der nedsættes en arbejdsgruppe i andet halvår 2018, der bl.a. skal se på, om den nuværende lovgivning på tarifområdet fortsat er tidssvarende fx i forhold til fleksibelt forbrug, og om tariffene kan opkræves mere omkostningsægte. Tarifiering af afbrydelige elkunder, herunder varmepumper, vil indgå i arbejdsgruppens kommissorium."*

Af rapporteringen analyserer tariffernes indretning og de reguleringsmæssige rammer for, hvordan netselskaberne kan fastsætte deres tariff. Formålet med arbejdet er at identificere potentialer for en mere omkostningsægte tarifstruktur og komme med anbefalinger til lovmæssige ændringer, som kan være med til at understøtte implementeringen af en mere omkostningsægte tarifstruktur på såvel distributionsniveau som transmissionsniveau.

Arbejdsgruppen har bestået af Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Energistyrelsen, Skatteministeriet, Finansministeriet og Forsyningstilsynet. Forsyningstilsynet har deltaget i arbejdet under hensyn til tilsynets uafhængighed og kan derfor ikke tages til indtægt for af rapporteringens indhold.

Dansk Energi og Energinet har i foråret 2018 igangsat et fælles tarifsamarbejde med det formål at fastlægge fælles designkriterier for fremtidens tariff. Arbejdsgruppen har løbende holdt sig orienteret om DSO-TSO-samarbejdet. Tarifarbejdets af rapportering skal derfor ses i sammenhæng med branchens udarbejdelse af et nyt tarifdesign.

## Opsummering

Der eksisterer i dag generelt brede rammer for, hvordan tariffene skal opkræves. Den nuværende regulering efterlader et bredt manøvrerum for netselskaberne og Energinet til at fastsætte de tarifmetoder og netprodukter, som de finder hensigtsmæssige, givet at de kan godkendes af Forsyningstilsynet, som er uafhængig regulator på forsyningsområdet.

Der er imidlertid to forhold i den nuværende regulering, som vurderes at udgøre en betydelig barriere for en mere omkostningsægte tarifopkrævning.

Det vedrører for det første det nuværende forbud mod geografisk differentiering i prisfastsættelsen af Energinets og netselskabernes ydelser, som i dag forhindrer brugen af geografiske prissignaler og geografisk målrettede netprodukter, som kan understøtte en mere effektiv brug af nettet på en omkostningsægte måde.

For det andet er elproducenter i dag i høj grad fritaget for at betale for nettet på såvel distributionsniveau som transmissionsniveau. Omkostningerne dækkes i dag af elforbrugere på trods af, at den stigende VE-udbygning betyder, at nettet også dimensioneres efter at kunne aftage produktionen. Det vil således være mere omkostningsægte, at der i højere grad skabes symmetri mellem håndteringen af forbrugere og producenter, så producenterne også betaler for de omkostninger, som de giver anledning til i nettet. Herved kan der, kombineret med geografisk differentiering, gives incitament til en mere hensigtsmæssig placering af nye VE-anlæg, som kan mindske behovet for dyre netforstærkninger og dermed understøtte en omkostningseffektiv og grøn elektrificering af samfundet.

På forbrugssiden arbejder Dansk Energi og Energinet allerede for at indføre en mere omkostningsægte tarifstruktur, som gennem en øget brug af tidsdifferentiering skal afspejle belastningen i nettet og herved give incitament til en større grad af fleksibilitet i elforbruget. Der vurderes ikke at være nogle lovmæssige barrierer mod en højere grad af tidsdifferentiering, hverken for så vidt angår en mere graderet tidsopdeling eller en større variation i priserne.

# Anbefalinger fra tariffarbejdet

Den tværministerielle tariffarbejdsgruppe anbefaler, at

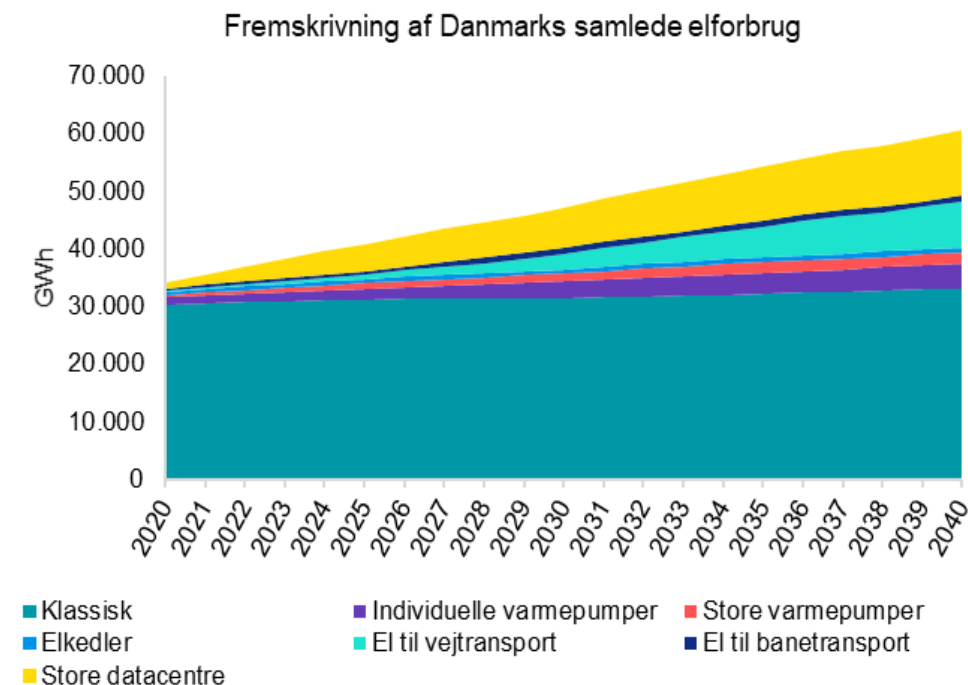
1. Det nuværende forbud mod geografisk differentiering i elforsyningslovens § 73 bør overvejes lempet, da det vurderes at udgøre en barriere for en mere omkostningsægte tarifiering og brug af geografiske prissignaler. Det gælder både for Energinets og netselskabernes tariffer. Herved åbnes der op for udvikling af nye tarifmetoder, netprodukter og øvrige tiltag såsom indfødningszoner. Der bør desuden arbejdes videre med at afdække mulighederne for etablering af lokale fleksibilitetsmarkeder i regi af Markedsmodel 3.0 og som led i implementeringen af EU's elmarkedsdirektiv.
2. Det bør overvejes at indføre en samlet løsning med omkostningsægte indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag for producenter på både DSO- og TSO-niveau, så de betaler for de omkostninger, som de giver anledning til. Både indfødningsstariffen og tilslutningsbidraget bør så vidt muligt være geografisk differentieret, så det giver incitament til en hensigtsmæssig placering i nettet. På DSO-niveau vil det betyde, at udligningsordningen kan afskaffes. Det bør samtidig overvejes at ændre de nuværende regler for Energinets kompensationsforpligtelse til producenter.
3. Det bør overvejes, at de kollektive elforsyningsvirksomheder udarbejder en ny tarifmetode på både DSO- og TSO-niveau, som i højere grad afspejler de marginale omkostninger ved brug af nettet og tilskynder til udjævning af forbrug, fx i form af en højere grad af tidsdifferentiering i kWh-tarifferne og indførelse af en fast kapacitetsbetaling.
4. Det bør overvejes, at Forsyningstilsynet ud fra sit kendskab til forsyningsområdet gives bemyndigelse til fremadrettet at kunne stille krav til tarifmetodens form og indhold i bekendtgørelsesform.
5. Det bør overvejes at udbrede brugen af geografisk differentierede fleksibilitetsaftaler som fx afbrydelighedsaftaler, så det omfatter alle forbrugstyper (i det omfang forbrugerne bidrager til at reducere belastningen af nettet) på såvel DSO- og TSO-niveau. Aftalerne bør indgås på baggrund af transparente og markedsbaserede vilkår. Det bør overvejes at tilbyde afbrydelige kunder en rabat, som afspejler værdien af deres afbrydelighed.
6. Netselskaberne og Energinet bør overveje at afsøge mulighederne for at overgå fra den nuværende slutkundemodel til en såkaldt DSO-model, hvor Energinet tarifierer netselskaberne frem for den enkelte slutkunde. På den måde vil Energinet kunne sende tydelige prissignaler til netselskaberne, som herefter vil kunne sende et samlet prissignal til slutkunden, som både afspejler belastningen af distributions- og transmissionsnettet.

# Elektrificering stiller store krav til elnettet

## Elforbruget forventes at stige kraftigt

En øget elektrificering forventes at være en del af fremtiden i Danmark. Der er med energiaftalen fra 2018 lagt op til en øget elektrificering af bl.a. varmesektoren. I Energistyrelsens *Analyseforudsætninger 2019* forventes det, at det samlede elforbrug i Danmark vil stige med 85 pct. frem mod 2040. Det stigende elforbrug kan give behov for betydelige udbygninger af nettet med store omkostninger til følge – eller risiko for afbrud, hvis forbruget stiger, uden at nettet følger med, og uden at der er sikret adgang til fleksibilitet fra forbruget.

Omlægningen fra regulerbar termisk elproduktion til fluktuerende elproduktion fra vedvarende energi vil stille krav om en øget fleksibilitet i vores energisystem for at kunne gennemføre den grønne omstilling så omkostningseffektivt som muligt.



Kilde: Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2019*

## Prissignaler kan mindske behovet for netudbygning

Som et supplement til netudbygning kan der gennem prissignaler gives økonomisk incitament til, at brugere af nettet placerer deres forbrug eller produktion på de tidspunkter og steder, hvor det understøtter en effektiv udnyttelse af elnettet. Herved kan stigningen i udbygningsbehovet reduceres.

Princippet om omkostningsægthed tilsiger, at den, der belaster nettet, bør betale. Med begrebet omkostningsægthed forstås der, at tariffen afspejler den omkostning, som en kunde giver anledning til ved sin brug af og rådighed over nettet. Betaler en kunde fx mere eller mindre i tarif per kWh end de faktiske omkostninger, vil der være potentiale for en mere omkostningsægte tarifstruktur.

Omkostningsægte tariffer giver incitament til brug af el, når der er ledig kapacitet, og denne flytning af forbruget kan være billigere for samfundet end at udbygge nettet. Derved kan fleksibilitet og prissignaler understøtte en effektiv brug af nettet og sikre en smart indpasning af både nyt og eksisterende forbrug.

Lavere tariffer per kWh, når der er ledig kapacitet i elnettet, kan også bidrage til den grønne omstilling. Det bliver nemmere at afsætte strømmen, når produktionen af VE-el er stor, og markedsprisen på el typisk er tæt på 0. De lave markedspriser på el vil i højere grad slå igennem hos forbrugerne, hvis tariffen per kWh ikke er så høje, når der er ledig kapacitet i elnettet. Dermed bliver det også nemmere at erstatte fossile brændsler med el, der har en høj VE-andel.

## Principper for tariffastsættelsen

I arbejdet undersøges det, om tariffen kan opkræves mere omkostningsægte. Det bemærkes, at der også eksisterer andre principper for tariffastsættelsen i både national lovgivning og på EU-niveau. Det vedrører bl.a. principper om ikke-diskrimination, rimelighed og gennemsigtighed. I udarbejdelsen af en konkret tarifmetode vil der derfor skulle ske en afvejning mellem de forskellige hensyn. De juridiske rammer for tariffen er uddybet i bilaget.

# Geografisk differentiering

# Geografisk differentierede prissignaler

## Økonomisk rationale

Der findes lokale og regionale forskelle i elnettets udfordringer afhængig af bl.a. kapaciteten i nettet og graden af samplacering af forbrug og produktion. Fremadrettet må der forventes risiko for flere flaskehalse i nettet i takt med, at elforbruget stiger, og der bygges mere fluktuerende VE-produktion. Geografiske prissignaler er et supplement til at bygge elnet, som samfundsøkonomisk set kan være billigere end netudbygning. Prissignalerne kan være rettet mod både forbrugere og producenter. Tarifieringen af producenter behandles nærmere i næste afsnit. Et tarifsignal kan suppleres af lokale fleksibilitetsmarkeder, hvor Energinet og netselskaberne betaler for fx en forbrugsreduktion eller afbrydelighed.

Da alt elforbrug i en given kundekategori i dag skal betale samme tarif inden for et netområde, er det ikke muligt at give et prismæssigt incitament til at placere elforbrug et konkret geografisk sted. Der kan imidlertid være stor forskel på, hvor omkostningsfuldt det er for et netselskab eller Energinet at levere strøm til en forbruger, alt efter hvor forbrugeren geografisk er placeret. Derfor kan en mulighed for geografisk differentiering give god mening for at styrke omkostningsægheden.

Geografisk differentiering vil gøre det muligt, at tarifferne i højere grad kan afspejle omkostningen forbundet med levering af elektricitet. Det vil give en tilskyndelse til, at elforbrug placeres steder, hvor det er relativt billigt at levere elektricitet. Samtidig kan nettets spidslast variere lokalt og regionalt, hvor en kombination af geografisk og tidsmæssig differentiering kan gøre det muligt at tilpasse den tidsmæssige differentiering til de geografiske forhold.

Brugen af geografisk differentierede tariffer er bl.a. anbefalet i Klimarådets rapport *Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion* og af regeringens klimapartnerskab for energi og forsyning.

Såfremt der er et politisk ønske om at beskytte bestemte kategorier af elforbrugere, vil dette hensyn samfundsøkonomisk set kunne varetages mere hensigtsmæssigt gennem andre fordelingsmæssige værktøjer.

## Lovgivning

Det følger af elforsyningslovens § 73, at prisdifferentiering på baggrund af en geografisk afgrænsning kun er tilladt i særlige tilfælde. Forbuddet er bl.a. indført for at beskytte forbrugere i områder med høje tilslutningsomkostninger fx på øer. Det er derfor i dag ikke muligt for hverken netselskaberne eller Energinet at indføre geografisk differentierede prissignaler med den nuværende lovgivning. Der vurderes imidlertid ikke at være noget til hinder i europæisk lovgivning for en geografisk differentiering af tarifferne. En eventuel brug af geografisk differentiering vil skulle være i overensstemmelse med lovgivningens øvrige principper.

## Anbefalinger

For så vidt angår geografisk differentiering anbefales det, at

- Det nuværende forbud mod geografisk differentiering i elforsyningslovens § 73 bør overvejes lempet, da det vurderes at udgøre en barriere for en mere omkostningsægte tarifiering og brug af lokale prissignaler. Det gælder både for Energinets og netselskabernes tariffer.
- I forlængelse af en eventuel lovændring bør Energinet og netselskaberne overveje mulighederne for at anvende geografisk differentierede forbrugstariffer og geografisk målrettede netprodukter som fx afbrydelighedsaftaler, *jf. afsnittet om tarifiering af forbrugere*.
- Der bør desuden arbejdes videre med at afdække mulighederne for etablering af lokale fleksibilitetsmarkeder i regi af Markedsmodel 3.0 og som led i implementeringen af EU's elmarkedsdirektiv.
- Der arbejdes videre med at undersøge mulighederne for indfødningszoner, og om der med zonerne kan gives omkostningsægte incitament til, at fleksible forbrugere placerer sig netop der, fx gennem tarifferne.



# Anvendelsesmuligheder for geografisk differentiering

Geografisk differentierede forbrugstariffer vil generelt reducere forbruget i områder, hvor kapaciteten i nettet er begrænset. Såfremt fremtidens udfordringer bliver at håndtere enkelte timer med stor belastning af nettet, er der behov for andre instrumenter. Netprodukter som afbrydelighed er målrettet mod de driftssituationer, hvor der opstår flaskehalse.

## Lokale fleksibilitetsmarkeder og geografisk differentierede netprodukter

Et alternativ til at bygge elnet, når der skal transporteres mere elektricitet gennem nettet, er at øge fleksibiliteten i elforbruget. Flexibiliteten kan aktiveres, hvis der opstår flaskehalse i elnettet, og mindsker derfor behovet for at bygge elnet. En mulighed for at skabe en sådan fleksibilitet er gennem lokale fleksibilitetsmarkeder og herunder fx indgåelse af såkaldte afbrydelighedsaftaler, hvor netselskabet eller Energinet har mulighed for at begrænse en kunde af hensyn til driften af nettet.

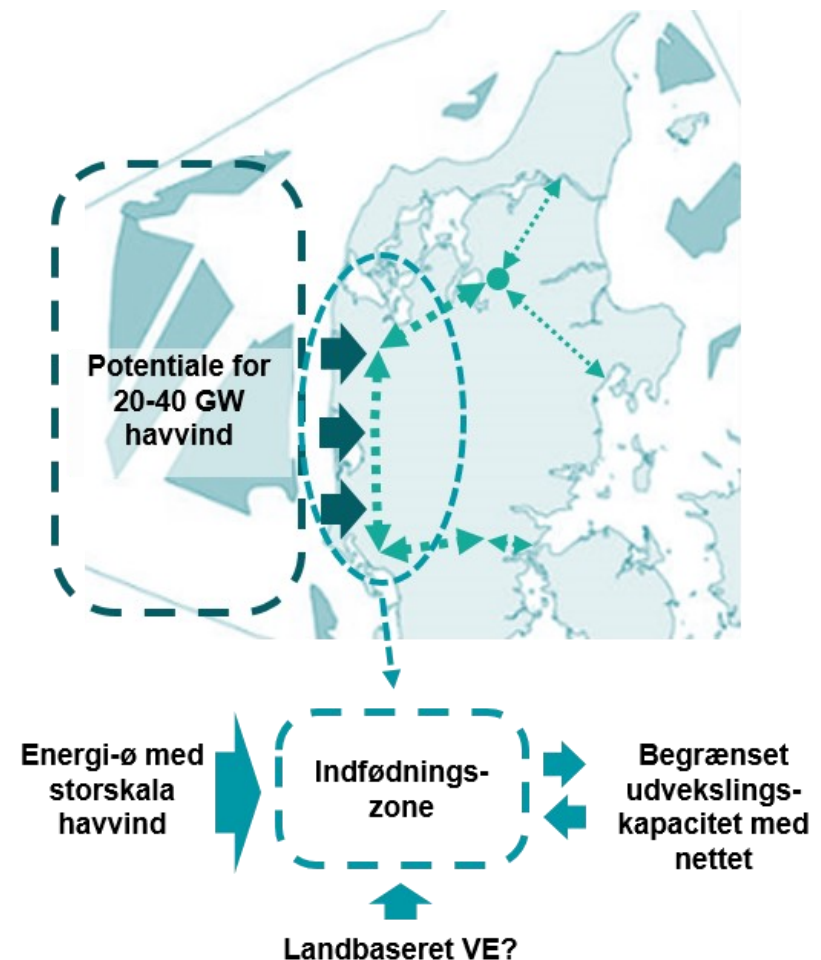
En lempelse af forbuddet mod geografisk differentiering åbner op for udviklingen af geografisk differentierede netprodukter, så fx afbrydelighedsprodukter kan målrettes de lokale netudfordringer, hvor afbrydelighed konkret kan spare forstærkningsomkostninger. Tarifieringen af afbrydelige forbrugere er behandlet i afsnittet om tarifiering af forbrugere.

## Indfødningszoner kan reducere behovet for elnet

Etablering af store mængder ny VE-produktion fra fx havvind vil medføre et væsentlig behov for at udbygge elnettet på land, hvilket både er dyrt og kan medføre gener for borgerne.

Hvis store fleksible elforbrugere placeres tæt på VE-produktion eller steder, hvor elektricitet fra havvindmølleparker kommer i land, bliver behovet for at bygge elnet reduceret. Det kan fx gøres ved at etablere såkaldte indfødningszoner i områder, hvor der fødes meget VE-produktion ind i elnettet, hvor elforbrugere kan tilskyndes til at placere sig. Det kan bl.a. ske via tariffene. Konceptet er tænkt som et muligt værktøj til at kunne integrere større mængder vind og sol i energisystemet.

Indfødningszonen er karakteriseret ved at udgøre en strukturel flaskehals imellem det kollektive elnet og forbruget og produktionskapaciteten internt i indfødningszonen. Placering af PtX (eller andet forbrug) i indfødningszonen vil bruge den produktion, som ikke kan udveksles med resten af nettet - dermed vil flaskehalsen ikke nødvendigvis være betydelig for produktionskapaciteten i zonen.



# Tarifering af producenter



# Hvorfor tarifiering af producenter?

## Situationen i dag – vandfaldsprincippet

I dag dækkes omkostningerne til udbygning samt drift og vedligehold af elnettet hovedsageligt gennem forbrugernes tariffbetaling via det såkaldte vandfaldsprincip. Det betyder, at elforbrugerne betaler tariffer for brug af elnettet fra transmissionsniveau og ned til det spændingsniveau, hvor forbrugeren er tilsluttet. Hvis elektricitet produceres på centrale kraftværker og sendes fra transmissionsnettet ned gennem distributionsnettet til kunden, er vandfaldsprincippet logisk. Der har derfor historisk været en tilgang om at opkræve tarifferne fra elforbrugerne, da nettet har været etableret for at kunne fragte strømmen fra de centrale kraftværker og ud til den enkelte forbruger på distributionsnettet.

På transmissionsniveau dækkes omkostningerne gennem Energinets net- og systemtarif, som betales af alle danske elforbrugere, og som ligger på 9,7 øre/kWh. Herudover betaler producenterne i dag en lille indfødsstarif på 0,3 øre/kWh. Både forbrugere og producenter betaler desuden en balancetarif på hhv. 0,187 øre/kWh og 0,112 øre/kWh, som dækker en andel af Energinets samlede omkostninger til systemydelser og håndtering af balancemarkedet.

På distributionsniveau dækkes netselskabernes omkostninger ved tilslutning af VE-anlæg i stedet gennem udligningsordningen, som i dag finansieres gennem PSO-systemet, hvortil alle danske elforbrugere bidrager gennem deres løbende betaling af PSO-tariffen. Det blev med PSO-aftalen fra 2016 besluttet, at PSO-udgifterne flyttes gradvist over på finansloven, så PSO-systemet er fuldt afviklet fra 2022. Herefter vil udligningsordningen som udgangspunkt være finansieret over finansloven.

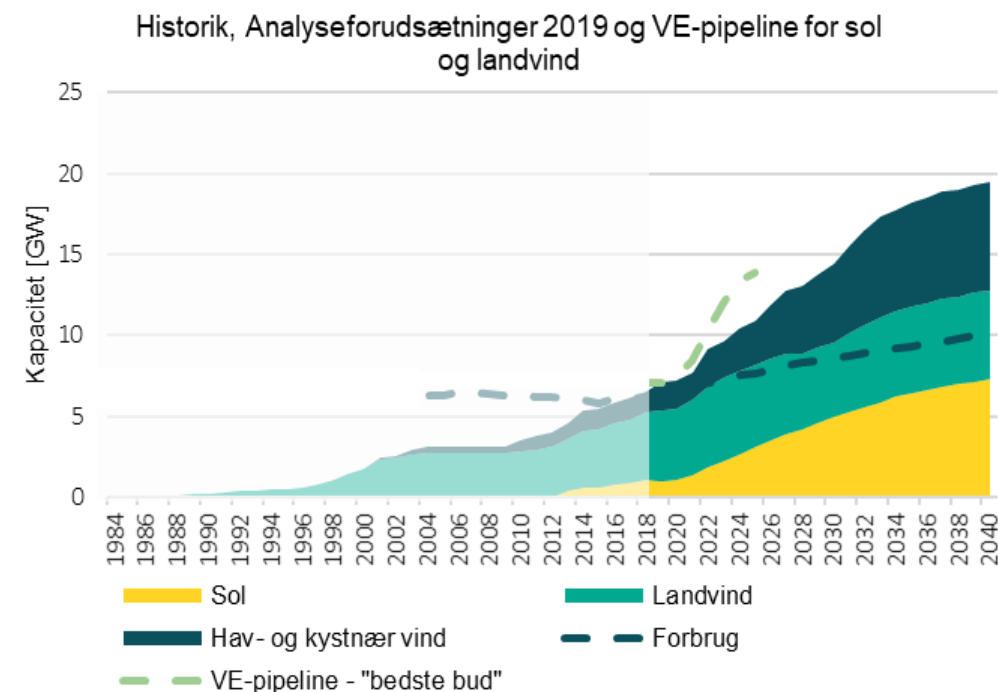
## Elproduktion i fremtiden – decentral VE-produktion

Den installerede kapacitet af landvindmøller og solceller i Danmark forventes at blive mere end fordoblet frem mod 2040. Den potentielle udvikling er endnu større, hvis man kigger på den såkaldte VE-pipeline for sol og landvind. Mere VE i det danske elsystem har to vigtige konsekvenser:

- Mere elproduktion bliver født ind decentralt på distributionsnettet.
- Elektriciteten bliver ikke nødvendigvis produceret, når der er brug for den.

I takt med den stigende decentrale VE-udbygning bliver mere elproduktion tilsluttet langt fra de store forbrugscentre. Det betyder, at nettet i stigende grad skal dimensioneres til at transportere produktion væk fra områder med stort produktionsoverskud. Det taler ud fra et rimelighedsprincip samt princippet om omkostningsægted for, at elproducenter bør bidrage til de omkostninger, som de giver anledning til.

Eftersom producenterne i dag ikke selv betaler for de påførte omkostninger i nettet, gives der heller ikke incitament til en hensigtsmæssig placering af ny produktion. Det kan i sidste ende være med til at fordyre den grønne omstilling. Det er derfor centralt at sikre en hensigtsmæssig udbygning, hvor nye VE-anlæg i højere grad placeres de steder i nettet, hvor der er plads til ny produktion.



Kilde: Energistyrelsens *Analyseforudsætninger til Energinet 2019* og VE-pipeline  
VE-pipeline - "bedste bud" afspejler den sandsynlighedsvægtede VE-pipeline

# Geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag

Der er steder i landet, hvor transmissions- og distributionsnettet er udfordret af produktionsoverskud og netbegrænsninger. Omvendt er der andre steder, hvor der er ledig kapacitet eller et stort forbrug, som betyder, at ny VE-elproduktion vil kunne indpasses med få omkostninger eller endda aflaste nettet. Det betyder, at der er forskellige omkostninger ved at integrere nyt VE afhængigt af, hvor i landet det er.

Det bør overvejes at indføre geografisk differentierede indfødningsstariffer samt et geografisk differentieret tilslutningsbidrag og reviderede regler for Energinets kompensationsforpligtelse for at sikre, at tarifsystemet bliver mere omkostningsægte, og at producenterne dermed betaler for de omkostninger, som de giver anledning til.

Ideen er at etablere forskellige tariferingszoner, som gør det muligt at indføre en øget indfødningsstarif kombineret med et tilslutningsbidrag i områder med et stort produktionsoverskud, og en lav eller ingen indfødningsstarif kombineret med et lavt eller intet tilslutningsbidrag i områder, der ikke har et stort produktionsoverskud.

På distributionsniveau eksisterer der allerede en de facto geografisk differentiering på tværs af de forskellige netområder. Hvorvidt det i praksis kan betale sig at anvende geografisk differentiering inden for et givent netområde, kan variere på tværs af de forskellige netområder.

## Anbefalinger

For så vidt angår tarifiering af producenter anbefales det, at

- Det bør overvejes at indføre omkostningsægte indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag for producenter på både DSO- og TSO-niveau, så de betaler for de omkostninger, som de giver anledning til. Både indfødningsstariffen og tilslutningsbidraget bør så vidt muligt være geografisk differentieret, så det giver incitament til en hensigtsmæssig placering i nettet. Anlæg tilsluttet på DSO-niveau kan udover bidrag til omkostninger på DSO-niveau også betale et bidrag til afledte omkostninger på TSO-niveau.
- Som led i indførelsen af indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag på DSO-niveau bør den nuværende udligningsordning overvejes afskaffet.
- Det bør samtidig overvejes at ændre de nuværende regler for Energinets kompensationsforpligtelse til producenter, så der ikke garanteres evne til fuldt aftag af energi i en periode, indtil både DSO- og TSO-net kan aftage produktionen.

	Omkostninger ifm. VE-anlæg	Betales i dag af	Forslag til producentbetaling
DSO og TSO	Direkte tilslutningsomkostninger	Producenten	Producenten (uændret)
TSO	Nødvendig kapacitet i det bagvedliggende net	Forbrugerne (tarifbetaling til Energinet)	Geografisk differentieret tilslutningsbidrag til Energinet
	Løbende nettab samt drift og vedligehold	Forbrugerne (tarifbetaling til Energinet) og i mindre omfang af producenterne (indfødningsstarif til Energinet)	Øget og geografisk differentieret indfødningsstarif til Energinet
DSO	Nødvendig kapacitet i det bagvedliggende net	Forbrugerne (udligningsordningen)	Tilslutningsbidrag til netselskabet (evt. geografisk differentieret)
	Løbende nettab samt drift og vedligehold	Forbrugerne (udligningsordningen og tarifbetaling til netselskabet)	Indfødningsstarif til netselskabet (evt. geografisk differentieret)

# Geografisk differentierede indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag

## Indførelse af tilslutningsbidrag

I dag skal VE-opstillere etablere og drive internt net frem til et tilslutningspunkt i DSO/TSO-nettet, som ikke må ligge længere væk end nærmeste 50-60 kV station. Omkostninger ved nettilslutning dækkes på DSO- og TSO-niveau af hhv. udlig-ningsordningen (PSO-finansieret) og Energinets nettarif.

Det bør overvejes at indføre et krav om, at opstillere skal betale et tilslutningsbidrag til netselskabet og/eller Energinet ifm. nettilslutningen, der skal dække de kapaci-tetsomkostninger, som nettilslutningen giver anledning til – både direkte tilslutnings-omkostninger (som i dag) og til bagvedliggende netforstærkninger. Tilslutningsbi-draget bør indrettes, så det giver incitament til at vælge det samfundsøkonomisk set mest hensigtsmæssige tilslutningspunkt. Der bør sikres mulighed for, at VE-udviklere kan blive pålagt at betale tilslutningsbidrag til Energinet for tilslutning af anlægget – uanset om det tilsluttes i DSO- eller TSO-nettet.

Det vurderes, at et omkostningsægte tilslutningsbidrag vil kunne give incitament til, at VE-opstilleren placerer sig et sted, hvor der ikke er ekstraordinært store omkost-ninger til transmissionskapacitet. Tilslutningsbidraget vil fx kunne indrettes på sam-me måde som det eksisterende tilslutningsbidrag for forbrugere på DSO-niveau tilsluttet 50 kV og 10 kV nettet, så det netop udgør et bidrag, som ikke nødvendigvis afspejler de faktisk omkostninger til bagvedliggende netudbygninger én-til-én. Her-ved reduceres problematikken om, at én ny tilslutning risikerer at afstedkomme en større netudbygning, og derfor vil skulle betale de samlede omkostninger for hele udbygningen selv.

### Implementering

Kræver en ændring af EFL §73 for at kunne foretage geografisk differentiering samt en ændring BEK 743 for, at Energinet kan opkræve tilslutningsbidrag fra kunder tilsluttet i distributionsnettet. Den konkrete metode vil desuden skulle anmeldes til Forsyningstilsynet.

Et krav om tilslutningsbidrag vil skulle gælde for alle nye producenter.

## Indførelse af indfødningsstariffer

Indfødningsstariffer bør afspejle de marginale omkostninger, som VE-producenterne giver anledning til, når de føder strøm ind på nettet. Det omfatter bl.a. omkostninger til nettab samt drift og vedligehold (i både distributions- og transmissionsnettet).

En mærkbart højere indfødningsstarif kombineret med en mærkbar geografisk diffe-rentiering vurderes at kunne give incitamenter for producenter til at placere sig ste-der, der understøtter en mere effektiv brug af nettet. Det bør derfor overvejes at give netselskaberne og Energinet mulighed for at gøre indfødningsstariffen geogra-fisk differentieret, så man har en høj indfødningsstarif i områder med stort overskud af produktionskapacitet og med netbegrænsninger, og en lav eller ingen indfød-ningstarif i områder, hvor der ikke er problemer med overskud af produktionskapaci-tet. På lang sigt vil en dynamisk indfødningsstarif potentielt kunne afspejle den aktu-elle belastning i nettet, og dermed give rette incitamenter over året.

I forbindelse med brugen af geografisk differentierede indfødningsstariffer bør det overvejes, at der udarbejdes en række tarifieringszoner, som udpeger områder med et stort overskud af produktionskapacitet. De konkrete tarifieringszoner må forventes at kunne ændre sig over tid afhængig af forholdene i det givne område. Fx vil tilslut-ning af ny produktion i et område kunne betyde, at der opstår overskud af produkti-onskapacitet, hvorfor indfødningsstariffen i området generelt vil stige.

Med det nuværende EU-loft kan indfødningsstariffen maksimalt hæves fra de nuvæ-rende 0,3 øre/kWh til 0,9 øre/kWh. Loftet vurderes umiddelbart at være et samlet gennemsnitligt loft for både TSO- og DSO-niveau. Dette skal endeligt afklares med Kommissionen. Herudover kan der uden loft opkræves for nettab og systemydelse.

### Implementering

Kræver en ændring af EFL §73 for at kunne foretage geografisk differentiering. Den konkrete metode vil desuden skulle anmeldes til Forsyningstilsynet.

Indfødningsstariffen vil skulle gælde for både eksisterende og nye producenter.

# Producentbetaling overflødig gør udligningsordningen

## Behovet for en udligningsordning

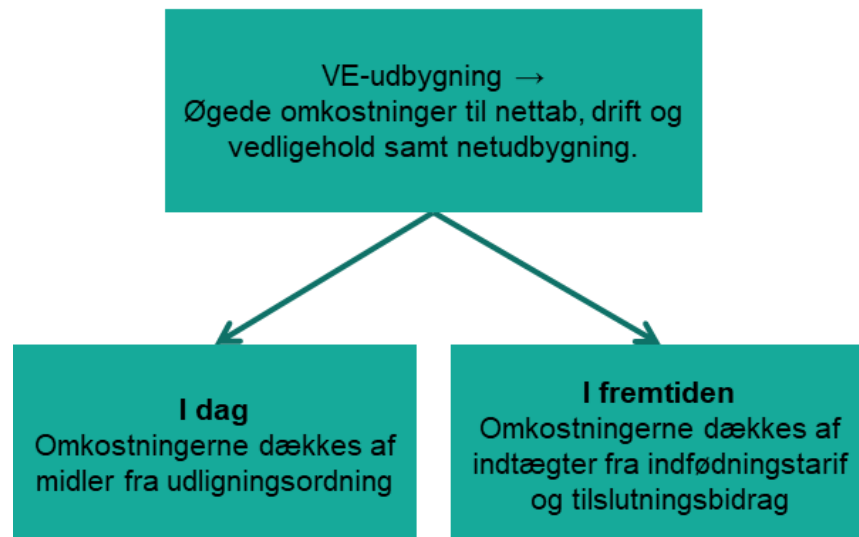
Når ny elproduktion tilsluttes distributionsnettet, kan det skabe behov for netforstærkninger og øge netselskabernes omkostninger til nettab samt drift og vedligehold. Der findes i dag en udligningsordning for netselskaber, der skal sørge for, at forbrugerne i områder med mange vindmøller og solceller ikke skal bære omkostningerne ved indpasning af VE. Hvis elproducenter gennem indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag betaler for de omkostninger, som de giver anledning til, forsvinder behovet for en udligningsordning.

## Udligningsordningen i dag

Udligningsordningen udligner i dag nogle af de omkostninger, der er forbundet med nettilslutning af fx vindmøller og solceller på distributionsniveau.

Den eksisterende udligningsordning på området fordeler samlet set i størrelsesordenen 150-200 mio. kr. årligt. Et beløb der forventes at stige ved større VE-udbygning. Udligningsordningen dækker to typer af omkostninger:

- Anlægsomkostninger til nettilslutning af nye VE-anlæg og netforstærkninger
- Omkostninger til nettab samt drift og vedligehold i opsamlingsnet



## Ordningen dækker ikke alle omkostninger

Udligningsordning dækker ikke omkostninger til nettab og driftsomkostninger i det kollektive elnet, dvs. efter opsamlingsleddet. I områder med stor produktion fra vindmøller kan de omkostninger være væsentlige ift. det lokale netselskabs samlede omkostninger. Med den nuværende økonomiske regulering har netselskaberne mulighed for at få et tillæg til indtægtsrammen, der skal dække deres omkostninger til nettab. Reguleringen reducerer risikoen for, at et netselskab får økonomiske udfordringer som følge af omkostningerne ved decentral produktion, men forstærker omvendt den fordelingsmæssige udfordring, idet de lokale elforbrugere kommer til at betale de omkostninger, der ikke er omfattet af udligningsordningen.

## Manglende incitament i driften af kollektive opsamlingsnet

Ud over de manglende prissignaler ifm. nettilslutning af nye VE-anlæg, har udligningsordningen en række uhensigtsmæssige effekter ift. driften af de kollektive opsamlingsnet.

Udligningsordningens refusion af omkostninger i de kollektive opsamlingsnet forudsætter, at de kun benyttes til at eksportere elproduktion fra anlæggene til det kollektive elnet. Det betyder, at netselskaberne ikke har økonomisk incitament til at nettilslutte forbrugere eller andre producenter i de eksisterende kollektive opsamlingsnet. Det på trods af, at det kan give god mening eksempelvis at nettilslutte et solcelleanlæg i et kollektivt opsamlingsnet til vindmøller og udnytte de to teknologiers forskel i produktionsmønster. Konsekvensen kan blive, at et nyt anlæg enten ikke etableres, eller at netselskabet vælger at etablere et parallelt opsamlingsnet til det nye anlæg og efterfølgende får refunderet anlægsomkostningerne fra udligningsordningen.

Samtidig underlægges de kollektive opsamlingsnet ikke samme effektiviseringskrav som det øvrige elnet. Netselskaberne er omfattet af Forsyningstilsynets årlige benchmarking, hvor deres effektivitet bliver målt mod hinanden. De mindst effektive netselskaber får reduceret deres indtægtsramme for at tilskynde dem til en mere omkostningseffektiv drift af nettet. De kollektive opsamlingsnet holdes regnskabsmæssigt adskilt fra netselskabernes øvrige aktiviteter. Det betyder, at indtægter og omkostninger vedrørende de kollektive opsamlingsnet ikke er omfattet af indtægtsrammerne og heller ikke indgår i benchmarkingen.

# Ændring af kompensationsforpligtelsen

## Reglerne for kompensationsforpligtelsen

Energinet er i dag forpligtet til at tilslutte nye anlæg til transmissionsnettet og til at kompensere for begrænsninger i deres afsætningsmuligheder ved begrænsninger i transmissionsnettet, selv hvis anlægget bliver tilsluttet i distributionsnettet. Der er samtidig en betydelig forskel i realiseringstiden for hhv. nye VE-produktionsanlæg og udbygninger af transmissionsnettet. Store solcelleprojekter kan i dag etableres inden for ½-1 år, mens det kan tage adskillige år at forstærke det bagvedliggende transmissionsnet.

Tilsammen bevirker det, at der kan være behov for at kompensere producenter i et stort omfang, indtil nettet er tilstrækkeligt udbygget. Det bevirker også, at det er Energinet og elforbrugerne, der bærer den økonomiske usikkerhed ved nettilslutning, og ikke producenten selv. VE-udviklere har derfor i dag ikke incitament til at tage højde for kapacitetsudfordringer i transmissionsnettet, når de vælger, hvor de skal etablere deres anlæg. Med en stigende interesse i udbygning med VE på markedsvilkår, vil Energinets udgifter til nedregulering potentielt kunne løbe op i et trecifret millionbeløb på baggrund af kapaciteterne i VE-pipeline for sol og landvind. En reduktion eller afskaffelse af kompensationsforpligtelsen vil give producenterne incitament til en mere hensigtsmæssig placering af VE-anlæg, hvor de har mulighed for at afsætte deres produktion uden begrænsninger. Det vil være med til at sikre, at den grønne strøm bliver produceret tættere på de steder, hvor der er behov for den.

Energinets kompensationsforpligtelse er ikke direkte en del af tarifsystemet, men vedrører rammerne for tilslutning af produktionsanlæg til elnettet og kan derfor med fordel ses i sammenhæng med tariffer og tilslutningsbidrag, som ligeledes vedrører rammerne for producenternes adgang til at afsætte deres produktion til elnettet. Alle tre værktøjer har til formål at understøtte en samfundsøkonomisk hensigtsmæssig udnyttelse og udbygning af elnettet.

En ændring i kompensationsforpligtelsen bør desuden indrettes, så den også vedrører produktionsanlæg tilsluttet distributionsnettet.

## Ændring af BEK 743

Det vurderes, at særligt to vilkår bør indskrives i VE-nettilslutningsbekendtgørelsen (BEK 743) for at sikre det korrekte grundlag, for at kunne levere de påkrævede oplysninger og inddrage de relevante forhold, når netselskaberne udarbejder en konkret nettilslutningsaftale:

- Der stilles krav til, at netselskaberne inddrager Energinet som aftalepart ved tilslutning af nye anlæg. Herefter tages højde for effekten på transmissionsnettet i udarbejdelse af tidsplanen ved tilslutning i distributionsnettet.
- Der indskrives en ret for netselskabet og Energinet til at stille vilkår om begrænset netadgang, dvs. at der ikke garanteres evne til fuldt aftag af energi, enten for alle nye anlæg, eller alternativt for de nye anlæg, som placeres, hvor distributions- og transmissionsnet i en periode ikke kan garantere at af-tage produktionen. Der kan indsættes vilkår om, at begrænset netadgang max kan gælde for en periode på op til X år (eksempelvis 3-10 år afhængig af den risiko procenten skal bære). Den begrænsede netadgang kan eventuelt gives i trin, så der trinvis garanteres større og større adgang. Det er derefter aktørens valg og risiko at håndtere ubalancer etc., når Energinet begrænser deres produktion.

Det kan ikke skrives eksplicit, at disse vilkår skal stå i nettilslutningsaftalen, da den ikke er juridisk bundet i lovgivningen, og man som udgangspunkt ikke kan stille krav til, at to parter skal indgå en aftale. Reglerne skal dog understøtte, at producenten indgår en aftale med netselskabet eller Energinet om begrænset netadgang, for at være i overensstemmelse med elmarkedsforordningens art. 13(7).

Det bør undersøges, om der kan differentieres mellem teknologier ved vurdering af begrænset netadgang. I samme tilslutningspunkt kan der således godt være plads til mere vind, men ikke mere sol.



# Effekter af producenttarifering

## Implementering

En eventuel indførelse af producentbetalinger afspejler et paradigmeskifte i tarifysystemet, og der udestår derfor en række praktiske spørgsmål, som vil skulle belyses i et opfølgende implementeringsarbejde. Det drejer sig både om et juridisk og reguleringsmæssigt arbejde hos myndighederne samt et udviklingsarbejde af en ny tarifmetode hos Dansk Energi og Energinet.

Producentbetalinger vil desuden have afledte effekter på bl.a. støttebehovet for nye VE-anlæg og danske elproducenters konkurrenceevne, som kun opridses kort i denne afrapportering. Anbefalingen fra tariffarbejdet skal ses som et fagligt oplæg, der har til formål at styrke omkostningsægtheden i tarifopkrævningen. Den konkrete implementering af anbefalingen bør ses i sammenhæng med politiske overvejelser såsom regeringens klimamålsætninger og den fremtidige afholdelse af teknologineutrale udbud.

For at skabe klarhed for netselskaber, elproducenter og øvrige aktører om de fremtidige rammer for tarifysystemet, bør implementeringen ske med inddragelse af relevante interessenter. Det kan samtidig overvejes at foretage en trinvis indfasning af tiltagene for at mindske usikkerheden for aktørerne.

## Effekter på producenter og støttebehov

Tiltagene kan medføre økonomiske konsekvenser for VE-opstillere. Eksempelvis vil krav om betaling af tilslutningsbidrag i visse tilfælde betyde, at et VE-projekt ikke længere vil være rentabelt. Hvis tiltagene indrettes med de rette incitamenter, vurderes det dog, med udgangspunkt i forventningen om fortsat faldende omkostninger til VE-produktion, at det fortsat vil være rentabelt at opstille nye VE-anlæg. Det er muligt, at initiativerne vil bidrage til, at nogle planlagte VE-anlæg ikke bliver etableret, og at nogle VE-anlæg først etableres på et senere tidspunkt. Den primære virkning forventes dog at være, at VE-anlæg fortsat vil blive tilsluttet, men at de vil få incitamenter til at tilslutte sig andre steder i nettet.

Omkostningerne ved nettet betales i dag hovedsageligt af elforbrugerne, hvorfor den nuværende omkostningsfordeling kan ses som en indirekte støtte til producenter. Omkostninger for elproducenter i form af indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag kan delvist blive overvæltet i et højere støttebehov. Både tilslutningsbidraget og indfødningsstariffen bør dog netop afspejle omkostningerne til nettet, så betalingen er lav i de områder, hvor produktionen ikke er dimensionerende for nettet. De økonomiske konsekvenser vil derfor være begrænset for de anlæg, der placerer sig hensigtsmæssige steder i nettet.

Som en del af en lille åben økonomi er danske elproducenter i konkurrence med udenlandske elproducenter i et integreret elmarked. Hvis udenlandske elproducenter modtager subsidier, og danske VE-producenter overgår til ikke at modtage subsidier, vil det alt andet lige stille danske VE-producenter dårligere i konkurrencen med udenlandske producenter. I det omfang der er et politisk ønske om at yde støtte til VE-produktion, bør det ske gennem statslige udbud og direkte støtte frem for indirekte støtte i form af en tariffritagelse.

## Effekter på forbrugere og stat

En indførelse af mere omkostningsægte indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag vil medføre en besparelse for elforbrugerne gennem to effekter:

- For det første vil øgede opkrævninger hos producenterne afspejle sig i lavere opkrævninger hos forbrugerne. Den højere indfødningsstarif kan dog til dels blive overvæltet i en højere elpris. Samtidig overflyttes udligningsordningen som udgangspunkt til finansloven fra 2022 som en del af PSO-systemet, hvorfor besparelsen på distributionsniveau herefter vil tilfalde staten.
- For det andet vil prissignalerne fra indfødningsstariffer og tilslutningsbidrag skabe incitament til en hensigtsmæssig placering af nye VE-anlæg, hvilket på længere sigt mindsker de samlede omkostninger til elnettet.

Den lavere elregning for forbrugerne vil desuden øge konkurrenceevnen for el sammenlignet med andre energiformer, hvilket kan fremme elektrificeringen og bidrage til udfasningen af fossile brændsler.



# Tarifering af forbrugere

Forbrugstariffer, afbrydelighedsprodukter  
og Energinets tarifopkrævning

# Indretning af tariffene

Netselskabernes og Energinets omkostninger er historisk set overvejende blevet opkrævet over en fast tarif per forbrugt kWh uafhængig af, hvornår strømmen er blevet forbrugt. Der har derfor ikke været incitament til at flytte sit forbrug af hensyn til belastningen i nettet.

Et mere omkostningsægte tarifsystem vil kunne sende prissignaler om omkostningerne ved transport af el og understøtte en mere optimal udnyttelse og udbygning af nettet, så elforbrugerne får retvisende incitament. I det omfang tariffene per kWh overstiger de faktiske marginalomkostninger forbundet med ekstra elforbrug, vil det betyde, at der bliver brugt mindre el, end hvad der er samfundsøkonomisk optimalt. En mere omkostningsægte indretning af tariffene kan dermed fremme elektrificeringen og den grønne omstilling samt lette indpasningen af fleksibelt elforbrug som fx varmepumper og elbiler.

## Potentiale for mere tidsdifferentiering

I Danmark har man de seneste år gået en vej med tidsdifferentierede kWh-tariffer, som har til formål at afspejle spidsbelastningen i nettet. Den nuværende brug af tidsdifferentiering i Dansk Energis *Tarifmodel 2.0* er et første skridt på vejen, men det bør overvejes at indføre en ny tarifmetode på både DSO- og TSO-niveau, som i højere grad afspejler de marginale omkostninger ved brug af nettet og tilskynder til udjævning af forbrug, fx i form af en højere grad af tidsdifferentiering i kWh-tarifferne.

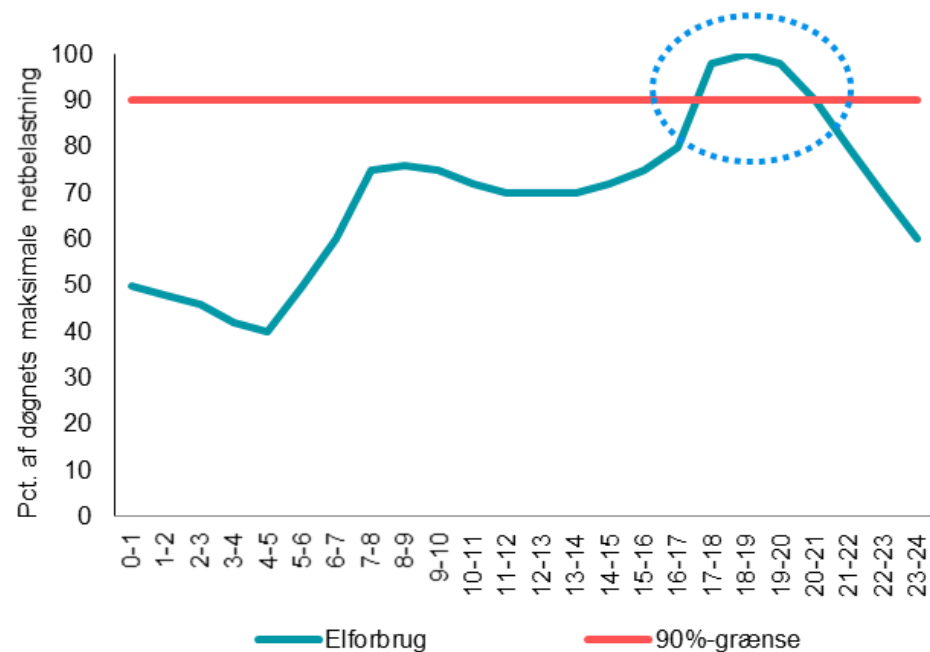
Det er imidlertid vigtigt at pointere, at tidsdifferentiering ikke er den eneste metode til udjævning af forbrug og afspejling af omkostningerne ved brug af nettet. Forskellige former for effektbaseret betaling kan ligeledes give incitament til udjævning af forbrug. Det kan fx være en effektbetaling, som baserer sig på kundens maksimale trækningsret for et givent år, eller en effekttarif, som afspejler kundens faktiske maksimale effekttræk inden for en given periode

En omkostningsægte fordeling af tarifindtægterne på faste og forbrugsafhængige tarifelementer er ikke særskilt analyseret i denne afrapportering.

## Håndtering af nye kundetyper

Der forventes inden for de kommende år at ske en udbredelse af nye kundetyper såsom energifællesskaber, egenproducenter og lagringsenheder. Det rejser et spørgsmål om, hvordan de nye kundetyper bør tarifføres. EU's nye eldirektiv fastsætter, at medlemslandene skal sikre en omkostningsægte tarifiering af energifællesskaber i overensstemmelse med en gennemsnitlig cost-benefit-analyse af distribuerede energiresourcer såsom egenproduktion og lagring. Der vil derfor ikke blive taget nærmere stilling til tarifieringen af disse kundetyper i denne afrapportering. En sådan cost-benefit-analyse vil dog kunne gennemføres med afsæt i tarifarbejdets anbefalinger og vil skulle tage hensyn til de fordele, som et energifællesskab kan give anledning til.

Nettet skal dimensioneres efter spidslasten – i lavspændingsnettet typisk omkring kl. 17-20



# Videre proces for indretning af tarifferne

Dansk Energi og Energinet er ved at udarbejde fælles designkriterier for fremtidens tariffer. Der arbejdes her mod et nyt tarifdesign med en højere grad af tidsdifferentiering på både DSO- og TSO-niveau samt indførelse af en fast kapacitetsbetaling på de højere spændingsniveauer. Brugen af tidsdifferentierede tariffer er bl.a. anbefalet i Klimarådets rapport *Kendte veje og nye spor til 70 procents reduktion*.

Sideløbende vil der i forbindelse med Markedsmodel 3.0, der som det tværministerielle tariffarbejde har ophæng i energiaftalen fra 2018, blive undersøgt, hvordan tarifsignaler kan suppleres med markedstiltag, der skal fremme lokal fleksibilitet.

## Forsyningstilsynets rolle i tariffastsættelsen

I medfør af EU-reglerne skal Forsyningstilsynet uafhængigt fastsætte eller godkende enten tarifmetoden eller selve tarifferne. I dag sker det i praksis ved, at Forsyningstilsynet godkender et metodeoplæg fra branchen.

Forsyningstilsynet skal i dag godkende alle typer af tarifmetoder, så længe de opfylder de overordnede krav i Elforsyningsloven om rimelighed, objektivitet, ikke-diskrimination og omkostningsægthed. Der eksisterer således i dag vide rammer for indretningen af tarifferne, herunder brugen af tidsdifferentiering. Brugen af ramme-lovgivning giver branchen råderum til at udforme og anvende de tarifmetoder, som de finder hensigtsmæssig ud fra deres kendskab til de lokale forhold i nettet.

Den nuværende proces og de lovgivningsmæssige rammer betyder imidlertid, at Forsyningstilsynet ikke selv kan stille forslag eller krav om en anden metode til at opkræve tariffer, end de der bliver anmeldt af branchen, på trods af sin rolle som regulerende myndighed. Det vurderes derfor hensigtsmæssigt, at Forsyningstilsynet i højere grad har indflydelse på den anvendte metode til fastsættelse af tariffer.

Det bør overvejes, om der kan skabes hjemmel for Forsyningstilsynet til at stille krav til tarifmetodens form og indhold i bekendtgørelsesform. Herved sikres det, at tarifmetoden følger de grundlæggende principper for tariffer, der følger af Elforsyningsloven og EU-direktiverne.

En mulighed kan være, at netselskaber og Energinet som i dag vil skulle fastsætte og anmelde en metode, mens den anvendte metode vil skulle leve op til bekendtgørelsen på området. Det vil kunne smidiggøre godkendelsesprocessen, da bekendtgørelsen kan indeholde en uddybning af Forsyningstilsynets forståelse af kravene til metoder. Det vil give aktørerne en forhåndsforståelse af, hvordan Forsyningstilsynet vægter kriterierne.

Bekendtgørelsen kan indeholde minimumskrav til de anmeldte tarifmetoder, som fx krav vedr. dokumentation for rimeligheden af fordelingen af omkostninger på kundekategorierne samt anvendelsen af forskellige tarifelementer såsom fordelingen mellem faste og forbrugsafhængige tarifelementer.

For at undgå, at en øget bemyndigelse til Forsyningstilsynet risikerer at blive en stopklods for Dansk Energis og Energinets kommende metodeanmeldelse, kan det fx overvejes at lave en overgangsbestemmelse, så bekendtgørelsen først gælder for fremadrettede metodeanmeldelser.

## Anbefaling

For så vidt angår indretningen af forbrugstarifferne anbefales det, at

- Det bør overvejes, at de kollektive elforsyningsvirksomheder udarbejder en ny tarifmetode på både DSO- og TSO-niveau, som i højere grad afspejler de marginale omkostninger ved brug af nettet og tilskynder til udjævning af forbrug, fx i form af en højere grad af tidsdifferentiering i kWh-tarifferne og indførelse af en fast kapacitetsbetaling.
- Det bør overvejes, at Forsyningstilsynet ud fra sit kendskab til forsyningsområdet gives bemyndigelse til fremadrettet at kunne stille krav til tarifmetodens form og indhold i bekendtgørelsesform.

# Potentialet for afbrydelighedsaftaler

## Afbrydelighed som supplement til netudbygning

Ved mangel på kapacitet kan man udbygge nettet eller sende generelle prissignaler gennem de løbende tariffer, men aftaler om afbrydelighed kan også bidrage til at afhjælpe overbelastning og sikre en effektiv udnyttelse af elnettet. Herved kan udbygningsbehovet reduceres. Den danske forsyningsikkerhed ligger i den europæiske top med 99,996 pct., men det er ikke alle kunder, som nødvendigvis har behov for fuld adgang til nettet hele tiden.

Relevante elkunder bør gennem afbrydelighedsaftaler have mulighed for at spare penge mod en lavere forsyningsikkerhed, hvis de dermed påfører nettet lavere omkostninger. Det kan være kunder med en vis størrelse, der har et fleksibilitetspotentiale, som kan skabe værdi for nettet.

## Hvad er en afbrydelighedsaftale?

En afbrydelighedsaftale er et eksempel på et fleksibilitetsprodukt, hvor netselskabet eller Energinet har teknisk og juridisk mulighed for at begrænse eller udkoble en kunde af hensyn til driften af nettet. Aftaler om afbrydelighed, hvor elkunderne til gengæld får en passende rabat for deres gener, forventes at kunne være relevant for flere typer elforbrugere. Heriblandt varmepumper, elkedler og elektrolyseanlæg m.m., som kan være fleksible i deres forbrug.

Tarifferne bør ikke udgøre en uhensigtsmæssig barriere for nye teknologier, og afbrydelighedsprodukter bør derfor udvikles ud fra en teknologineutral tilgang. Afbrydelighed er et første skridt mod markedsbaserede løsninger til en bedre udnyttelse af elnettet og markedsaktørernes fleksibilitet, og kan også bredere set øge mulighederne for elektrificering i samfundet samt understøtte sektorkobling og den grønne omstilling. Samtidig vil der være en samfundsøkonomisk gevinst ved en mere omkostningsægte tarifiering, så forvriddningstab mindskes.

Det kan i praksis være omkostningsfuldt at håndtere mange afbrydelige kunder. Da de afbrydelige kunder selv vil skulle betale for disse omkostninger, vil afbrydelighed muligvis være mest relevant for større kunder. Derudover skal afbrydelighedsaftaler, i kraft af at de repræsenterer en form for fleksibilitetsprodukt, som følge af El-markedsdirektivet anskaffes på transparente og markedsbaserede vilkår.

## Potentialet i fremtiden

I fremtiden vil dynamiske og geografisk differentierede tariffer potentielt kunne afspejle de marginale omkostning, som det ekstra elforbrug giver anledning til på et givent tid og sted, så der sendes retvisende prissignaler til alle brugere af nettet og sikres en optimal udnyttelse og udbygning af nettet. På den kortere bane kan vel-fungerende fleksibilitetsmarkeder være med til at afhjælpe lokale flaskehalse i elnettet. Der bør sikres en markedsføring af fleksibilitetsydelser, hvor det er muligt, så kunder har mulighed for at byde fleksibilitet ind på disse markeder.

## Anbefalinger

For så vidt angår afbrydelighedsaftaler anbefales det, at

- Energinet og netselskaberne bør overveje at udbrede brugen af afbrydelighedsaftaler, så det omfatter alle forbrugstyper (i det omfang forbrugerne bidrager til at reducere belastningen af nettet og ikke giver unødigt store administrative udfordringer) på såvel DSO- og TSO-niveau. Aftalerne bør indgås på baggrund af transparente og markedsbaserede vilkår. Det bør overvejes at tilbyde de afbrydelige kunder en rabat, som afspejler værdien af deres afbrydelighed.

# Afbrydelighed eksisterer allerede i Danmark

## Afbrydelighedsaftaler i dag

Der findes i dag allerede mulighed for indgåelse af afbrydelighedsaftaler. Det er dog på nuværende tidspunkt stort set udelukkende på distributionsniveau. Afbrydelighedsaftalerne giver netselskabet mulighed for at begrænse forbrugerens netadgang i perioder med høj belastning af nettet. Til gengæld tilsluttes forbrugeren det kollektive elforsyningsnet til et særligt lavt tilslutningsbidrag. Der er i dag på landsplan ca. 40 kunder, der er tilsluttet som afbrydelige kunder efter den eksisterende ordning.

Det tilslutningsbidrag, som nye kunder på distributionsniveau betaler til netselskabet, dækker dels den direkte tilslutning til nettet, men indeholder på de højere spændingsniveauer også de nødvendige omkostninger til udbygning af det bagvedliggende net, som er nødvendig for at kunne forsyne kunden. En afbrydelig kunde giver imidlertid ikke anledning til omkostninger til udbygning af elnettet, da kunden kan kobles af nettet, hvis belastningen bliver for stor. Dette afspejles derfor som en rabat i de afbrydelige kunders tilslutningsbidrag, så betalingen alene svarer til omkostningerne til den direkte tilslutning.

## Muligheder på transmissionsniveau

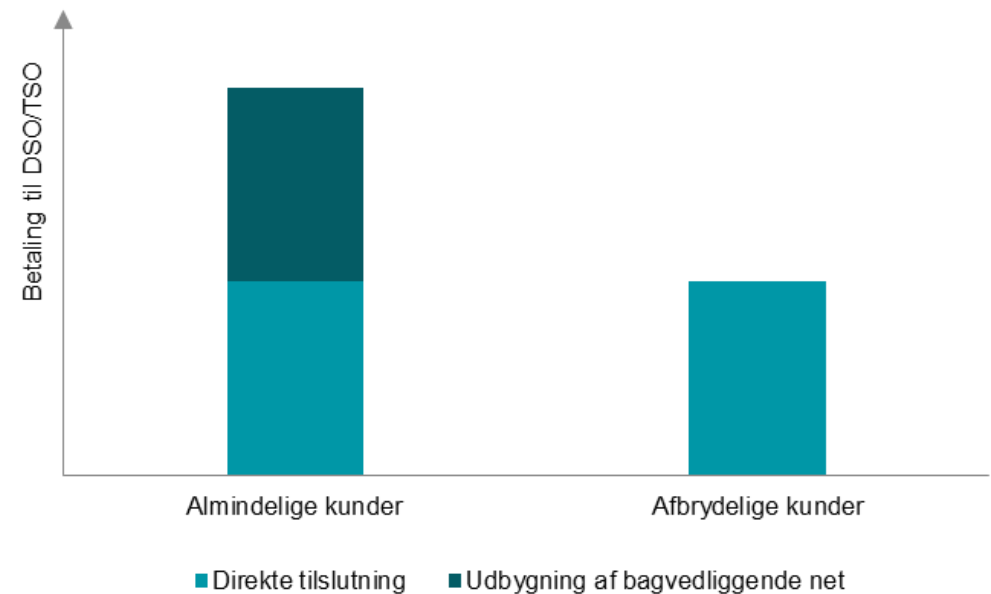
For kunder tilsluttet transmissionsnettet betales der kun for den direkte tilslutning, imens omkostninger til bagvedliggende forstærkninger og udbygninger afholdes af Energinet og betales dermed i praksis af alle elforbrugere gennem deres tarifbetalinger til Energinet. Grundtanken er, at en udbygning af det kollektive elforsyningsnet har en samfundsmæssig værdi, som kommer fællesskabet til gode bl.a. i form af øget forsyningssikkerhed.

Det danske elforsyningsnet er historisk opbygget som et kollektivt elforsyningsnet, hvor alle elforbrugere betaler for de generelle og kollektive forstærkninger og udbygninger af elforsyningsnettet, som er nødvendige for samfundet som helhed. Med Energinets nuværende tarifstruktur kan rabatten ved en afbrydelighedsaftale gives gennem en lavere kWh-tarif, som afspejler, at den afbrydelige kunde ikke bør bidrage til bagvedliggende netforstærkninger. Energinet er allerede i gang med at udarbejde et netprodukt til afbrydelige kunder, hvor der gives rabat på tarifbetalingen.

## Koordinering mellem DSO og TSO

Forholdet mellem netselskabet og Energinet bør tænkes ind i designet af afbrydelighedsaftaler. I dag ligger størstedelen af det fleksible forbrug på distributionsnettet. Det bør undersøges, om der kan indrettes en model, hvor kunder tilsluttet distributionsnettet også kan være afbrydelige af hensyn til driften af transmissionsnettet, så Energinet gennem netselskabet kan få adgang til den fleksibilitet, som findes på distributionsniveau. Et sådant produkt vil skulle udvikles i fællesskab mellem Energinet og netselskaberne.

Afbrydelige kunders betaling bør afspejle, at de ikke giver anledning til udbygning af det bagvedliggende net



# Energinets tarifopkrævning

Energinet har i dag en såkaldt slutkundemodell, hvor der opkræves tariffer fra alle elforbrugere uanset deres placering i nettet. Slutkundemodellen giver imidlertid ikke mulighed for at sende et prissignal til netselskabet fra Energinet ift. den samlede belastning af distributionsnettet på transmissionsnettet.

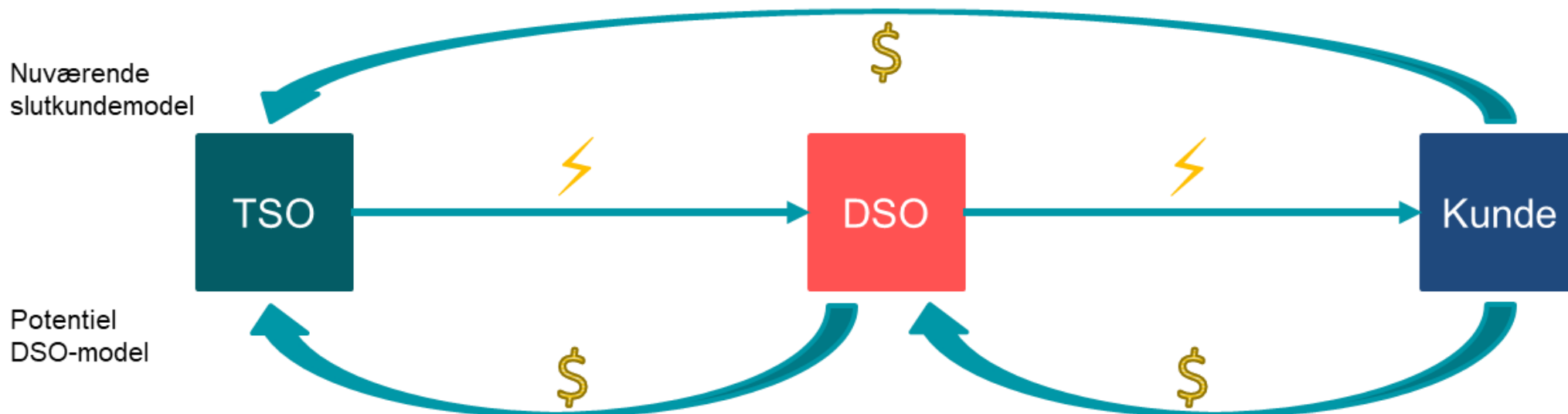
Det bør derfor undersøges, om det vil være mere fordelagtigt at gå over til en DSO-model, hvor Energinet tariferer netselskabet i snitfladen mellem TSO og DSO. På den måde vil Energinet kunne sende tydelige prissignaler til netselskaberne, som herefter vil kunne sende et samlet prissignal til slutkunden, som både afspejler belastningen af distributions- og transmissionsnettet. Det kan potentielt understøtte en mere optimal udbygning og udnyttelse af transmissionsnettet.

En DSO-model anvendes allerede i andre nordiske og europæiske lande. Et konkret set-up for en DSO-model vil skulle udarbejdes af branchen og forventes at kræve en justering af den økonomiske regulering af net- og transmissionsselskaber. Forud for en eventuel implementering skal der derfor foretages en vurdering af de juridiske forudsætninger samt af de økonomiske konsekvenser for kunderne.

## Anbefalinger

For så vidt angår Energinets tarifopkrævning anbefales det, at

- Netselskaberne og Energinet bør overveje at afsøge mulighederne for at overgå fra den nuværende slutkundemodell til en såkaldt DSO-model, hvor Energinet tariferer netselskaberne frem for den enkelte slutkunde. På den måde vil Energinet kunne sende tydelige prissignaler til netselskaberne, som herefter vil kunne sende et samlet prissignal til slutkunden, som både afspejler belastningen af distributions- og transmissionsnettet.





# Bilag

# De juridiske rammer for tariffene

## Indtægtsrammen sætter loftet

Netselskaberne er som monopolvirksomheder underlagt en indtægtsrammeregulering, som sætter et loft over den samlede tariffbetaling, som netselskaberne må opkræve fra forbrugerne. Indtægtsrammereguleringen indeholder dog ikke nærmere regler om, hvordan tarifopkrævningen fordeles på tværs af forbrugerne. Selvom der er snitflader mellem tariffene og indtægtsrammen, vurderes indtægtsrammereguleringen at udgøre et større selvstændigt emne og er derfor ikke behandlet nærmere i denne afrapportering.

## EU-rammer

På EU-niveau er det især eldirektivet og elforordningen, der danner grundlag for de nationale regler for tarifopkrævningen.

Eldirektivet fastslår, at de nationale regulerende myndigheder skal sikre, at transmissions- og distributionstarifferne udarbejdes i overensstemmelse med principperne i elforordningen og:

- er ikke-diskriminerende
- er transparente
- afspejler de faktiske omkostninger
- tager hensyn til behovet for netsikkerhed og fleksibilitet
- ikke virker hæmmende for egenproduktion, egetforbrug eller deltagelse i fleksibelt elforbrug

Elforordningen indeholder nærmere regler om fastsættelse af transmissionstarifferne i artikel 18 om afgifter for netadgang.

Desuden skal tariffene anvendes uden forskelsbehandling, og de må ikke være afstandsbestemte. Når det er passende, skal tariffene udsende lokaliseringssignaler. De skal tage hensyn til omfanget af nettab, kapacitetsbegrænsninger og investeringsomkostninger.

## Loft over indfødningsstariffer

Der eksisterer på EU-niveau et loft over den gennemsnitlige indfødningsstarif på ca. 0,9 øre/kWh. Herudover kan der uden loft opkræves for nettab og systemydelse.

Loftet er sat af hensyn til europæisk samhandel. Selvom EU-forordningen alene omhandler indfødningsstariffer på transmissionsniveau, kan en indførelse af en DSO-indfødningsstarif, som fører til en samlet højere indfødningsstarif, potentielt blive set som en omgåelse af EU-forordningen. Loftet vurderes derfor umiddelbart at være et samlet gennemsnitligt loft for både TSO- og DSO-niveau. Dette skal endeligt afklares med Kommissionen.

## Rollefordelingen i tariffastsættelsen

EU-reglerne er på nationalt niveau implementeret i elforsyningslovens § 73, som fastsætter, at tariffastsættelsen skal ske efter "rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til."

I medfør af EU-reglerne skal Forsyningstilsynet uafhængigt fastsætte eller godkende enten tarifmetoden eller selve tariffene. I dag sker det i praksis ved, at Forsyningstilsynet godkender et metodeoplæg fra branchen.

Det er således ikke staten, der fastsætter den konkrete tarifmetode eller tarifsats. EU-reguleringen efterlader dog medlemsstaterne et råderum til at fastsætte nærmere regulering af tariffene. Af hensyn til den rollefordeling vil afrapporteringen ikke forsøge at designe en ny tarifmetode, da ansvaret for det ligger hos branchen. Formålet med arbejdet er i stedet at identificere potentialer for en mere omkostningsægte tarifstruktur og komme med anbefalinger til lovmæssige ændringer, som kan være med til at understøtte implementeringen af en sådan tarifstruktur.

# Tariffernes indretning

## Tarifferne i dag

Tarifferne indgår som en del af elforbrugernes betaling for el og dækker eldistributørernes omkostninger til drift af elnettet, herunder udbygning og vedligehold af nettet samt udgifter til nettab ved transport af el. Nedenstående tabel viser de forskellige elementer i tariffbetalingen, samt hvordan størrelserne på disse varierer på tværs af kunder med forskelligt elforbrug og tilsluttet på forskellige spændingsniveauer.

Forbrugere betaler på distributionsniveau en tarif per forbrugt kWh til det lokale netselskab samt en fast abonnementsbetaling. Både tarifsatsen og abonnementsstørrelse varierer på tværs af netselskaberne og afhænger desuden af kundens tilslutningspunkt i nettet.

Tariffen er generelt lavere, jo højere et spændingsniveau forbrugeren er tilsluttet på. Det følger af det såkaldte vandfaldsprincip, som anvendes i den nuværende tarifmodel. Princippet siger, at omkostningerne til nettet på et givent spændingsniveau ikke kun skal afholdes af kunder tilsluttet på det spændingsniveau, men også af kunder på underliggende spændingsniveauer. Baggrunden er, at kunden kun skal betale til den del af nettet, som er nødvendig for at forsyne kunden med strøm.

En almindelig husholdning bidrager gennem sin tariffbetaling dermed ikke kun til udgifterne forbundet med lavspændingsnettet, men også til alle overliggende net.

Abonnementsbetalingen er ofte større på de høje spændingsniveauer, men eftersom kunder tilsluttet disse spændingsniveauer typisk har et højt elforbrug, kan betalingen fordeles ud på et større antal kWh.

## Tidsdifferentiering og fleksibilitet

Nogle netselskaber har allerede indført tidsdifferentierede tariffer, så betalingen per kWh er højere i spidslasten kl. 17-20 i vinterhalvåret og lavere resten af året. Formålet er at give forbrugeren incitament til at flytte deres forbrug væk fra kogespidsen, hvor nettet i høj grad belastes. På mellem- og højspændingsnettet anvendes en opdeling i tre perioder; lavlast, højlast og spidslast.

Forbrugerfleksibilitet kan spille en stor rolle i elsystemet og kan være med til at sikre, at elektrificeringen sker så omkostningseffektivt som muligt. Det er derfor vigtigt, at forbrugstarifferne på omkostningsægte vis afspejler belastningen i nettet og giver incitament til fleksibilitet.

	Årligt elforbrug i kWh				
	4.000 kWh (0,4 kV)	100.000 kWh (0,4 kV)	250.000 kWh (10/0,4 kV)	1 mio. kWh (10 kV)	25 mio. kWh (50 kV)
øre/kWh (pr. 1. januar 2019)					
<b>Lokalt abonnement</b>	10,72	0,69	0,33	0,26	0,01
<b>Lokal nettarif</b>	20,82	20,80	10,49	8,36	2,41
<b>Overliggende nettarif</b>	0,16	0,16	0,13	0,11	0,08
<b>Energinets tarif (pr. 1. januar 2020)</b>	9,70	9,70	9,70	9,70	9,70
<b>- Transmissionsnettarif</b>	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
<b>- Systemtarif</b>	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
<b>I alt</b>	39,70	29,65	18,96	16,73	10,50