



CIP foundation

Regulatoriske og markedsmæssige muligheder for at udnytte forbrugsfleksibilitet fra små forbrugere i distributionsnettet

En analyse af de regulatoriske og markedsmæssige forudsætninger for at fremme fleksibilitet i elsystemet

Hovedrapport

Februar 2026

Regulatoriske og markedsmæssige muligheder for at udnytte forbrugsfleksibilitet fra små forbrugere i distributionsnettet

Indhold

1.	Forord	2
2.	Indledning og sammenfatning	4
3.	Vision – Elsystemet i 2035	9
	3.1 Hvad driver visionen?	11
	3.2 Nutidens og fremtidens mindre forbrugere i distributionsnettet	12
4.	Nyt elmarked sætter nye krav	15
	4.1 Elnettet skal kunne klare et drastisk stigende effektbehov	15
	4.2 Elmarkedets to knapheder skal optimeres	17
	4.3 Nye krav til tarifsystemet	17
	4.4 En omkostningseffektiv netudbygning	19
	4.5 Manglende viden om elnettets tilstand	21
5.	Aktivering af fleksibilitet	22
	5.1 Aktivering af fleksible forbrugere til imødekommelse af kapacitetsbegrænsninger	23
	5.2 Netselskabernes rolle	25
	5.3 Indtægtsrammeregulering og anvendelsen af fleksibilitet	27
6.	To spor – dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder	31
	6.1 Vejen til dynamiske tariffer	33
	6.2 Vejen til fleksibilitetsmarkeder	34
	6.3 Realisering af dynamiske tariffer og lokale fleksibilitetsmarkeder kræver data	35
7.	Metoder til udnyttelse af fleksibilitet på den korte bane	37
	7.1 Modeller til udjævning af effekttræk	38
	7.2 Konsekvenser for de centrale aktører i elmarkedet	41
	7.3 Opsamling og perspektiver	42
8.	Konklusioner og anbefalinger – køreplan for implementering af fleksibilitet	44
	8.1 Hovedbudskaber	44
	8.2 Anbefalinger	44
9.	Kilder	48

1. Forord

CIP Foundation præsenterer i denne rapport en analyse af de regulatoriske og markeds-mæssige forudsætninger for at fremme fleksibilitet i elsystemet. Analysen er udarbejdet med henblik på at anviser veje til at fremme forbrugsfleksibilitet – ikke mindst blandt husholdningerne og de mindre og mellemstore virksomheder. Udgangspunktet er, at elektrificering af det danske samfund udgør et centralt element i den grønne omstilling, og tager afsæt i en vision om et grønt, **dekarboniseret** elsystem, der bygger på **decentraliserede** energiaktiver, **digitale** platforme til at styre elforbruget og et **demokratiseret** marked med mange aktive elforbrugere og -producenter – såkaldte prosumers.

I de kommende år bliver den grønne omstilling i Danmark i høj grad drevet af elektrificering inden for transport og opvarmning, når vi skifter benzinbilen ud med en elbil, og oliefyret ud med en varmepumpe. Således ventes elforbruget til personbiler at blive ottedoblet frem mod 2050, mens elforbruget til individuelle varmepumper bliver fordoblet.

Det vil udfordre elnettet, når der skal transporteres mere el, og kræve markante investeringer i elnettets kapacitet, når spidsbelastningen stiger. Det kan dog modvirkes, hvis forbruget i højere grad bliver fleksibelt, så forbruget bliver mere jævnt fordelt, og dele af forbruget kan afbrydes, hvis elsystemet kræver det.

Yderligere anvendelse af fleksibilitet elnettet kan således bidrage til en bedre udnyttelse af det eksisterende net og til at undgå eller udskyde nye investeringer i elnettet. Af samme grund har Klimarådet vurderet, at et mere fleksibelt elforbrug spiller en central rolle i udviklingen af en omkostningseffektiv elforsyningssikkerhed. Uden øget forbrugsfleksibilitet vil forsinkelser i netudbygningen medføre længere tilslutningstider for nye forbrugere og projekter, hvilket allerede i dag hæmmer tempoet i elektrificeringen. Flexibilitet er derfor også påkrævet for at frigøre kapacitet i det eksisterende elnet.

I dag bruges fleksibilitet allerede i balanceringen af forbrug og produktion, hvor oftest store virksomheder byder ind med systemydelse, så Energinet altid har kapacitet til at balancere produktion og forbrug. Flexibilitet bruges også, når forbrugere – eksempelvis med elbiler – tilpasser deres forbrug til netselskabernes tidsdifferentierede tariffer.

For at realisere potentialet for fleksibilitet kræver det, at mindre aktører som husholdninger og små og mellemstore virksomheder får yderligere incitamenter til at opbygge lokale energiløsninger og til at levere fleksibilitet i forhold til det generelle elnet og i særdeleshed distributionsnettet. Det er fokus for nærværende analyse; de mindre aktørers rolle i fremtidens, fleksible elsystem.

Et centralt element til realisering af yderligere forbrugsfleksibilitet vil være brug og udvikling af digitale energidata samt modeller til at styre energiforbruget for små enheder. Pointen er, at gevinsten for den enkelte ved at justere sit forbrug som følge af variationer i elprisen kan være begrænset, mens transaktionsomkostningerne kan være betydelige. Derfor er der brug for digitale modeller, som fokuserer på at reducere transaktionsomkostninger og øger gevinsten.

Der er dog flere barrierer for at realisere disse potentialer. Denne rapport skal sammen med udvalgte use cases identificere de væsentligste barrierer og anviser konkrete løsningsforslag, der kan fremme forbrugsfleksibilitet og fleksibel elektrificering af det danske elsystem.

Der er betydeligt potentiale for, at Danmark kan være med til at udvikle forretningsmodeller med tilhørende understøttende rammeregulering, som kan anvendes globalt. Det skyldes, at udviklingen af lokalt baseret energiinfrastruktur – produktion og forbrug – vil være en meget vigtig del af den globale omstilling og elektrificering.

God læselyst

Eva Berneke
Bestyrelsesmedlem, CIP Foundation

Charlotte Jepsen
Ledende partner i CIP Foundation

Elnettet fungerer som et vandkar

Elnettet kan sammenlignes med et stort, komplekst vandkar, hvor der kun er plads til en vis mængde vand. Balancen skal konstant opretholdes mellem den mængde vand, der tilføres systemet (elproduktion), og den mængde, der tappes ud (elforbrug).

Tidligere blev elektricitet primært produceret på centrale kraftværker og distribueret fra transmissionsnettet gennem distributionsnettet til slutkunden. Denne struktur dannede grundlaget for det såkaldte vandfaldsprincip i sektorreguleringen. I dag er billedet langt mere komplekst. Elproduktionen er ikke længere koncentreret på centrale værker, og flere netkunder på lavspændingsniveau deltager aktivt på balancemarkedet på transmissionsniveau. Det gør vandstanden i karet mere uforudsigelig og skaber kapacitetsbegrænsninger, de såkaldte flaskehalse, som enten kræver udbygning eller øget systemisk fleksibilitet.

2. Indledning og sammenfatning

Forbrugsfleksibilitet er en afgørende forudsætning for elektrificeringen af det danske samfund. Med de forventninger, der er til omstilling fra fossil energi til grøn strøm de næste ti år, vil elnettet ikke have tilstrækkelig kapacitet. Udbygning af elnettet er en del af løsningen, men et fleksibelt elsystem med mange aktive forbrugere er også essentielt.

Historisk er fleksibiliteten i systemet kommet fra produktionssiden, hvor få centrale kraftværker har leveret el til forbrugerne. Grundlæggende var det et system baseret på få centrale producenter og envejstrafik af strøm til mange i realiteten passive forbrugere.

Med vedvarende energikilder som vind og sol, hvor produktionen fluktuerer, er det nødvendigt at mobilisere fleksibilitet fra forbrugssiden for at sikre høj elforsyningsikkerhed. Flexibilitet kan leveres af mange aktører og med afsæt i mange teknologier – lige fra decentral ellagring i enfamiliehuse og industrielle processer til digital netstyring og øget sektorkobling med f.eks. varmesektoren.

Fremtidens elsystem er således baseret på mange forskellige anlæg med forskellige funktioner placeret decentralt eller centralt og med strøm, der løber til og fra slutbruger afhængig af, hvornår og hvor balanceringen mellem forbrug og produktion i elsystemet sker, og hvilke flaskehalse, som opstår i elnettet.

Aktivering af fleksibilitet vil bidrage til en hurtigere indpasning af VE-produktion og elektrificering ved at udnytte den kapacitet, der er tilgængelig bedst muligt, og dermed kunne udskyde netinvesteringer og understøtte en løbende, sikker og effektiv drift af elnettet (Energistyrelsen, 2024).

Forbrugsfleksibilitet kan give betydelige økonomiske gevinster. Ifølge beregninger fra Copenhagen Economics kan danske forbrugere spare 1,4 mia. kr. om året på elforbruget ved bedre at udnytte de timer i døgnet, hvor elprisen er lav, mens VE-producenters omsætning kan vokse med 0,5 mia. kr. årligt. Et mere fleksibelt elforbrug åbner også mulighed for at udskyde eller mindske behovet for investeringer i det forbrugerrettede elnet, hvor det samlede besparelspotentiale vurderes til mellem 15 og 20 mia. kr. frem mod 2035. Dertil kommer en årlig klimagevinst på 200 mio. kr., svarende til en CO₂-reduktion på 230.000 tons hvert år.

Potentialet for fleksibilitet er stort. Den erkendelse har eksisteret i mange år. Især EU-reguleringen har med forordninger og direktiver forsøgt at skabe rammerne for et fleksibelt elsystem med elmarkedsdirektivet og elmarkedsforordningen, som centrale retsakter. Dertil kommer netværkskoder og metodiske retningslinjer, der tilsammen udgør det tekniske fundament for fleksibilitet. I alt 70 bestemmelser, der fremmer fleksibilitet. Flexibilitet i energisystemet er således en klar prioritet på europæisk niveau. Det danske Folketing har imidlertid ikke udnyttet alle mulighederne i EU-lovgivningen, f.eks. den manglende implementering af lukkede distributionssystemer, hvilket rapporten anbefaler, at man gør.

Selvom netselskaberne og andre aktører i energisystemet er begyndt at udnytte mulighederne for fleksibilitet, har vi stadig til gode at se, at potentialet for fleksibilitet i større omfang omsættes til realiteter. Det skyldes flere forhold, herunder at der aktuelt ikke findes markeder for flaskehalsydelse, hvilket hæmmer incitamentet til fleksibelt elforbrug, og prissignalerne afspejler kun i beskedent omfang den marginale forbrugsbelastning af elnettet.

Hertil kommer de begrænsninger, der følger af tariffer, som baseres på den individuelle spidsbelastning for den enkelte netkunde og ikke elsystemets behov. Det afgørende for systemets funktionsdygtighed er at fokusere på elforbrugets samtidighed. Effektbaserede tariffer tilskynder en udjævning af elforbruget, hvilket kan risikere at sænke og flytte elforbrug, så det overlapper med systemets spidsbelastning, hvilket er u hensigtsmæssigt.

Endelig er der udfordringer i forhold til netselskabernes indtægtsrammeregulering. Valget mellem netudbygning og fleksibilitet indebærer et valg mellem en sikker effektivitetsgevinst og en mere usikker fleksibilitetsgevinst. Det er derfor afgørende at øge sikkerhed og likviditet i et kommende fleksibilitetsmarked. Netselskaberne skal vide, at de kan disponere over fleksibiliteten.

Det centrale spørgsmål for denne rapport er således, hvor der regulatorisk og markeds mæssigt mest effektivt kan sættes ind for at bane vejen og understøtte fleksibilitet i elsystemet blandt de mindre forbrugere. Vi har fokuseret på tre områder:

- Rammevilkår og markedsdesign for forbrug og salg af strøm og andre ydelser til elsystemet
- Tariffer og andre produkter i forbindelse med brug af elnet
- Netselskabernes tilskyndelse til udnyttelse af fleksibilitet som alternativ til udbygning af elnet

Udgangspunktet for anbefalingerne er en vision for fremtidens elsystem: Et grønt **dekarboniseret** elsystem, der bygger på **decentraliserede** energiaktiver, **digitale** platforme til at styre elforbruget og et **demokratiseret** marked med mange aktive elforbrugere og -producenter – såkaldte prosumers.

Vi beskriver de nødvendige regulatoriske og markedsræssige skridt, der skal til for at realisere visionen. Vi tager udgangspunkt i de betydelige fremskridt, der allerede er gjort, og initiativer, som er på vej. Hvor meget kan de trække? Hvor kan der skrues op for tempo og justeres i retning? Og hvor der skal tænkes nyt? Er der indsatser, der mangler?

Rapporten beskriver, hvad der driver visionen - udbygning af VE, elektrificering af husholdninger og virksomheder og i særdeleshed et hastigt voksende elbilmarked, og den konkluderer, at vi ser ind i en betydelig belastning elnettet som følge af ændret adfærd hos de mindre elforbrugere. Manglende prissætning af den fysiske knaphed i elnettet er en væsentlig forklaring på de udfordringer, vi ser ind i.

Tarifmodel 3.0, der indførte tids- og sæsondifferentierede tariffer, markerede en vigtig milepæl henimod et mere fleksibelt elsystem. Men modellen løser ikke de udfordringer med nye spidsbelastningssituationer og manglende kapacitet i elnettet, som kommer med nye el-aktiver som elbiler og husstands batterier, hvor digitale platforme styrer forbruget.

Udbygning af elnettet er en del af svaret på den stigende elektrificering, men det er næppe realistisk – ej heller hensigtsmæssigt – at elektrificeringen alene imødekommes med netforstærkninger som eneste vej frem. Forbrugsfleksibilitet er et afgørende element i succesfuld elektrificering af samfundet. Men det kræver, at man ved, hvor nettet er svagt, og hvor der mangler kapacitet, hvilket langt fra altid er tilfældet.

Rapporten ser på forskellige måder at aktivere forbrugsfleksibilitet for at imødekomme flaskehalsbegrænsninger. Dvs. nye prissætningsmetoder, der kan flytte elforbruget til perioder med lavere belastning og rigelig kapacitet.

Det kan ideelt set ske med såkaldte dynamiske tariffer, der afspejler den aktuelle belastning af nettet. Det kræver imidlertid både stor indsigt i forbrugernes præferencer, deres reaktionsmønster på prisændringer og betydelige investeringer i digitale teknologier, der automatiserer forbruget, og sikrer, at forbruget udjævnes efter elnettets kapacitetsgrænser. Et casestudie fra Sønderborg har vist, at det kan lade sig gøre at operere med dynamiske tariffer, og at der er betydelige økonomiske gevinster ved at anvende dynamiske tariffer. Det er derfor en metode, rapporten anbefaler at arbejde videre med, men det kræver udvikling og løser derfor ikke de her-og-nu-udfordringer, vi står med.

Et alternativ til dynamiske tariffer er såkaldte fleksibilitetsaftaler, hvor forbruget mod en given prisreduktion kan reguleres indenfor aftalte komfortrammer. Der findes allerede sådanne aftaler, men det er oftest på transmissionsniveau og med store netkunder. Flexibilitetsaftaler og fleksibilitetsmarkeder, hvor en aggregator på vegne af flere forbrugere indgår aftale med netselskabet om på givne vilkår at nedregulere forbruget, er også mulige måder at styre elforbruget på. Det kræver imidlertid, at implementeringen af den uafhængige aggregator kommer på plads, og det kræver samtidig udvikling.

Både dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder kræver dataopsamling og digitalisering, som ikke findes i dag. Vi anbefaler derfor, at man som et første skridt begynder at opsamle og dele måledata på stationsniveau, så der kan skabes indsigt omkring nettes belastningsgrader under forskellige netstationer nu og i nær fremtid, og dermed et grundlag for udvikling af kommercielle løsninger til at understøtte netselskaberne i udjævning af elforbruget. Det skal naturligvis ske under behørig hensyntagen til cybersikkerhed og resiliens.

Udfordringerne med kapacitetsbegrænsninger i elnettet er udvikler sig hastigt i disse år. Rettidig omhu tilsiger derfor, at handling allerede nu er påtrængende. Det skyldes ikke mindst stigningen i antallet af elbiler, som skaber pres på lavspændingsnettet. Rapporten ser derfor også på metoder til at aktivere fleksibilitet, som kan realiseres på den korte bane. Rapporten beskriver således hvorledes aftaler med mindre forbrugere om begrænsning af husstandens maksimale effekttræk kan etableres – og hvordan forbrugere kan motiveres til

at udjævne deres forbrug ved implementering af en effektbaseret tarif. Aktivisering af aftaler om begrænsning af husstandens maksimale effektræk – eventuelt via en effektbaseret tarif skal efter de gældende regler initieres af netselskaberne med godkendelse af Forsyningstilsynet og er derfor i princippet allerede en mulighed. Det er således op til netselskaberne at tage initiativet, til en øget grad af forbrugsfleksibilitet, og det er rapportens klare vurdering, at netselskaberne indløser de samfundsmæssige fordele, der er aktivisering af forbrugsfleksibilitet.

Rapporten anbefaler to modeller til at udjævne effektrækket:

1. Betaling for netvenlig adfærd ved at netselskabet giver forbrugerne en tarifreduktion mod til gengæld at kunne nedregulere deres effektræk, når samtidigheden i det lokale forbrug er højt.
2. Introduktion af ny høj tarif for det forbrug, som overstiger et vist effektniveau, fx 4 kW, som også kan ses som et første skridt på vejen mod dynamiske tariffer.

Begge metoder giver målrettet tilskyndelse til at udjævne forbruget hos de netkunder, som har et højt effektræk og løser på den måde udfordringerne med manglende kapacitet i nettet. Og begge metoder kræver godkendelse af Forsyningstilsynet.

Netselskaberne spiller med deres monopol på distribution af el i deres geografiske bevillingsområder en central rolle i at skabe fleksibilitet i elsystemet. Deres interesse i fleksibilitetsløsninger er motiveret af at kunne levere forsyningsikkerhed til forbrugerne og øge udnyttelsen af elnettet. Deres bekymring er, om fleksibilitet kan levere sikre løsninger og om fleksibilitet kan konkurrere med netudbygning.

I det lys, anbefaler rapporten, at der fastlægges en ensartet metodik for kortlægning af nettes kapacitet og udbygningsbehov, som kan udgøre det faglige grundlag for udarbejdelse og vurdering af netselskabernes netudviklingsplaner. Det afgørende er, at beslutninger om udbygning af elnettet forankres i relevante fremadrettede forhold, som baseres på cost-benefit-analyser og risikovurderinger. Det skal naturligvis ske i dialog med relevante myndigheder, og det vil også være relevant at se på kvaliteten af de scenarier, Energistyrelsen udarbejder til brug for netplanlægningen.

Samlet er de vigtigste anbefalinger:

- Netselskaberne skal indsamle og i højere grad dele data på stationsniveau
- Arbejdet med at indføre et dynamisk tarifdesign og fleksibilitetsmarkeder sættes i gang
- Der indføres en ny højere tarif, der aktiveres ved høje effektræk
- Der indføres nye netprodukter til netvenlig adfærd

Figur 1. Illustration af vejen mod Vision 2035



Ordliste

Ord	Forklaring
Aggregatorer	Aktører, som samler fleksibilitet fra mange små enheder, f.eks. varmepumper, elbiler og batterier, og tilbyder dem som en samlet balanceringsressource på elmarkedet. Aggregatoren fungerer som en slags fleksibilitetshandler, der koordinerer og styrer fleksibelt forbrug og produktion i realtid. De har behov for regulatorisk klarhed om adgang til markeder og afregningsmodeller samt skalerbare digitale platforme, der kan håndtere styring af tusindvis af enheder. Aggregatorerne kan samle flere mindre og større forbrugere og decentrale procenter og få dem aktiveret i balancemarkeder og dermed bidrage til systemstabilitet. Det kunne f.eks. være Sustain, 1komma5 eller Emaldo.
Digital platform	Softwareløsninger, der styrer og optimerer energiforbrug automatisk, ofte baseret på elpriser. Disse platforme muliggør aktuelt fleksibilitet og spotprisoptimering.
Distribution System Operatør (DSO)	En DSO er et netselskab, der agerer på distributionsniveau. Det kunne f.eks. være N1, Cerius-Radius eller Konstant.
Effektbaseret tarif	En tarifmodel, hvor prisen afhænger af effekttræk. Formålet er at motivere forbrugere til at reducere spidsbelastninger og dermed aflaste nettet.
Effekttræk	Det maksimale øjeblikkelige strømforbrug (kW) fra en installation. Højt effekttræk kan skabe kapacitetsproblemer i nettet, især når mange enheder bruger strøm samtidig.
Fleksibilitetsydelse	Fleksibilitetsydelser er energitjenester, hvor forbrug eller produktion tilpasses i tid eller omfang for at balancere elnettet og optimere ressourceudnyttelsen. De kan leveres af forbrugere, producenter eller lagringsenheder og understøtter systemets stabilitet ved at reagere på pris- eller kapacitetssignaler.
Indtægtsrammeregulering	Indtægtsrammeregulering er en økonomisk styringsmodel, hvor myndighederne fastsætter et loft over, hvor store samlede indtægter en monopolvirksomhed (f.eks. et netselskab) må opkræve fra sine kunder. Formålet er at beskytte forbrugerne mod unødigt høje priser, samtidig med at virksomhederne motiveres til at drive deres forretning så effektivt som muligt.
Kapacitetsbegrænsning	En situation, hvor elnettet ikke kan levere tilstrækkelig strøm til at dække det samlede effekttræk. Det opstår typisk ved elektrificering og kræver enten netudbygning eller fleksibilitetsløsninger.
Klassisk forbrug	Traditionelt elforbrug fra husholdninger og erhverv, som typisk er stabilt og uden store udsving. Det adskiller sig fra nye forbrugstyper som elbiler og varmepumper, der kan variere kraftigt.
Netforstærkning	Opgradering af eksisterende elnetkomponenter (f.eks. kabler og transformere) for at håndtere øget kapacitet. Typisk en del af reinvesteringer, men kan også ske som særskilt tiltag.
Netselskaber	De ejer og driver eldistributionsnettet, og er ansvarlige for drift og vedligehold samt nettilslutning af netkunder. Netselskaberne må ikke handle med el, men opkræver tariffer for transport af strøm og investerer i netudbygning. Øget fleksibilitet kan hjælpe med at udskyde investeringer i netudbygning. Det kunne f.eks. være N1, Cerius-Radius eller TREFOR.
Netudbygning	Udvidelse af elnettet med nye linjer og stationer for at imødekomme stigende forbrug og nye el-aktiver. Alternativet er at udnytte fleksibilitet for at udsætte eller reducere behovet.
Nye el-aktiver	Nye elektriske enheder som elbiler, varmepumper og batterier, der tilsluttes elnettet. Disse aktiver kan både øge belastningen og skabe fleksibilitet i forbruget, hvilket er centralt for balancering af elsystemet.
Reinvestering i elnettet	Udskiftning og vedligehold af eksisterende netkomponenter for at sikre driftssikkerhed. Ofte kombineret med netforstærkning for at fremtidssikre kapaciteten.
Samtidighedsfaktoren	Et mål for, hvor stor en andel af det samlede tilsluttede effektbehov, der reelt bruges samtidig. Lav samtidighedsfaktor reducerer belastningen på elnettet og høj samtidighedsfaktor belaster elnettet.
Spotprisoptimering	En strategi, hvor forbrug flyttes til tidspunkter med lave elpriser. Ofte kombineret med batterilagring for at reducere omkostninger.

Transmission System Operator (TSO)	En TSO er et netselskab, der agerer på transmissionsniveau. I Danmark er dette Energinet.
---	---

Aktører i elsystemet og deres interesse i fleksibilitetsløsninger

	Motivation	Bekymringer
Distribution System Operator (DSO)	Forsyningssikkerhed for brugerne Øge udnyttelsen af elnettet	Kan fleksibilitet levere sikre løsninger? Kan fleksibilitet konkurrere med netudbygning?
Aggregator	Forretningsmodel	Er der et reelt forretningspotentiale?
Forbruger	Besparelser Grønt aftryk (dekarbonisering)	Kan det betale sig? Bidrager det til dekarbonisering?

Kilde: CIP Foundation frit efter DTU, Division for Power and Energy System

3. Vision – Elsystemet i 2035

Fremtidens elsystem vil være **decarboniseret** og bliver rygraden i en grøn og elektrificeret økonomi. I 2035 bygger vores energisystem på, at strømmen kommer fra vedvarende kilder som sol og vind. Udover det klassiske elforbrug anvender vi nu også i høj grad strøm til transport, opvarmning og industrielle processer, og el-forbrugenes aktiver som elbiler, varmepumper, industrielle elkedler er for alvor blevet integreret i hjemmene, virksomhederne og elnettet.

I 2035 er hjem og virksomheder ikke bare forbrugere af strøm, mange er også producenter af strøm med solceller og tagvindmøller på hustage. Priserne på solceller og batterier er nu så lave, at det for størstedelen af forbrugerne kan betale sig at producere sin egen strøm enten selv eller i mindre fællesskaber, hvor man optimerer forbruget sammen.

Med batterier fra elbiler og hustandsbatterier er det for en stor gruppe af forbrugere muligt at lagre energi. Og indkøb af strøm fra nettet optimeres med **digitale** platforme, som sikrer den billigste forbrugerpris over døgnet. Selvom de digitale platforme har vundet bredt frem, så er der stadig en betydelig andel af forbrugere, hvor elforbruget fylder for lidt til, at det kan betale sig at anskaffe et batteri. På den måde spænder elforbrugerne i 2035 vidt i forbrugsmængde og forbrugsmønstre.

I 2035 er vi gået fra at have et elsystem som transmitterer strøm fra klassiske centrale producenter til distributionsnettet og videre ud til forbrugerne, og over til et elsystem, hvor strøm transporteres i flere retninger blandt store og mindre forbrugere og producenter. Der er dog stadig et vist hierarki så Power-to-X (PtX) og datacentre er tilsluttet på transmissionsniveau, mens mindre forbrugere kobles til distributionsnettet. Energisystemet er gået fra at være centraliseret med få store produktionsenheder og envejs transport af strøm til et mere **decentralt system** med mange mindre aktører, der både producerer og forbruger strøm.

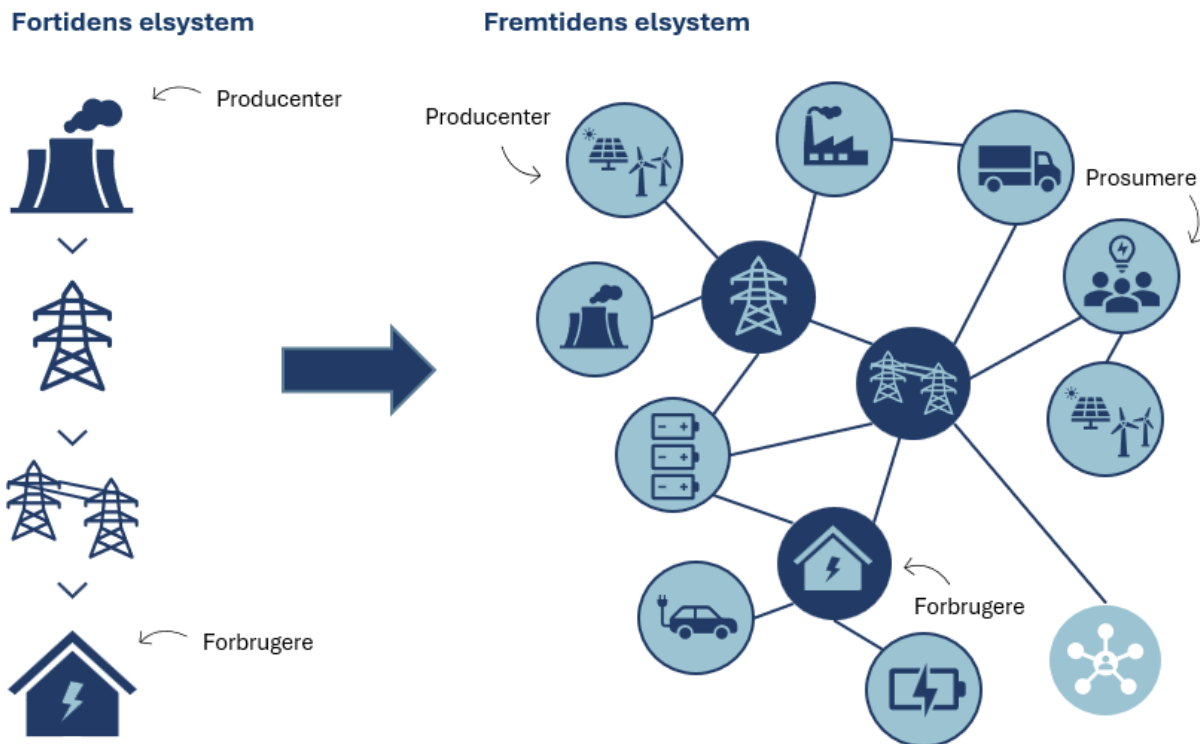
I distributionsnettet er store dele af elnettet blevet kraftigt forstærket og udbygget, så mere strøm kan passere samtidigt, men udbygningsbehovet af elnettet er enormt og for at sikre en hensigtsmæssig udbygning har distributionsselskaberne fundet løsninger som jævner forbruget ud over døgnet ved at udnytte de nye elaktivers muligheder for at forskyde deres strømforbrug i tid. Forbrugere med elbiler og varmepumper bliver automatisk afkoblet nettet uden at mærke det i praksis, batterier står klar til at aflade, når transporten af strøm i nettet er størst, og de industrielle processer kører forskudt, da alle apparater ikke kan køre på samme tid.

Men det gøres på en måde, så produktionen ikke kompromitteres. Samtidig kan man efter gensidig forståelse drosle forbruget ned med meget kort varsel. Der indgås aftaler mellem producenter og forbrugere, hvor man udveksler strøm via distributionsnettet under særlige aftaler eller ved samplacering, hvor udvekslingen med elnettet begrænses. Opladning af elbiler foregår i praksis mange steder i elsystemet: for eksempel hos arbejdsgivere, hvor overskudsstrøm fra solceller udnyttes på solrige dage, ved lynopladning hos kommercielle operatører og stadig ofte hjemme, afhængigt af de lokale muligheder. Denne fleksibilitet understøttes af, at fremtidens elbil typisk kan køre op til en uge uden opladning.

På den måde indtager de mindre forbrugere nu en ny og aktiv rolle i elmarkedet, og **demokratiseringen** af elmarkedet har understøttet elektrificeringen, idet de mindre forbrugeres fleksible forbrug aflønnes gennem en lavere elregning. Opladning af elbiler og husstands-batterier sker nu forskudt mellem forbrugere, og på den måde kan elnettets levetid udskydes til det tidspunkt, hvor elnettet alligevel står for udskiftning på grund af alder.

Samtidig er der gennemført initiativer for energieffektivisering, hvor tabet af energi ved transport af strøm mellem de vedvarende energikilder og forbrugerne reduceres. Dette gøres i praksis ved at øge samplaceringen af elforbrug og elproduktion, f.eks. via etablering af direkte linjer og lukkede distributionssystemer, hvilket forudsættes muligt i 2035.

Figur 2. Illustration af elsystemets udvikling



Den stigende digitalisering og integration af varmepumper, elbiler og batterier betyder, at husholdningerne i fremtiden ikke blot er passive forbrugere, men i stigende grad bliver prosumers – altså både forbrugere og producenter i elsystemet. Som prosumers vil de kunne optimere deres forbrug, reducere omkostninger og aktivt bidrage til balancering af nettet.

Øget fleksibilitet vil således flytte elforbrug fra timer med dyre elpriser til timer med lave priser. Dette betyder således, at VE-elproducenter tilsvarende vil øge omsætningen som følge heraf. Copenhagen Economics (2025) anslår, denne dynamik kan øge omsætning for producenter af vedvarende energi på op til 0,5 mia. kr. om året.

Hvad er fleksibilitet?

Fleksibilitet i elsystemet handler om systemets evne til at håndtere de udsving, der opstår i både elproduktion, elforbrug og belastningen af elnettet. Når Danmark får mere strøm fra sol og vind – og når transport, opvarmning og industrielle processer i stigende grad elektrificeres – bliver variationerne i produktion og forbrug hyppigere og større.

Fleksibilitet gør det muligt at håndtere både perioder med overproduktion og perioder med underskud, som især opstår, når sol og vind ikke kan reguleres efter behov. Hvis disse ubalancer ikke håndteres løbende, kan de udfordre stabiliteten i nettet og i yderste konsekvens føre til strømafbrydelser. Derfor hjælper fleksibilitet med at holde elsystemet i balance ved enten at justere forbruget eller øge produktionen i de øjeblikke, det er nødvendigt.

Fleksibilitet kan forstås gennem tre indbyrdes forbundne dimensioner. Den første er *nettilstrækkelighed*, som beskriver elnettets evne til at transportere strøm fra produktion til forbrug. Mangler nettet kapacitet et bestemt sted, opstår der flaskehalse, som betyder, at kunder ikke kan aftage eller indføre den strøm, de har behov for eller har ret til. Den anden dimension er *effekttilstrækkelighed*, der handler om, hvorvidt der overhovedet er nok samlet produktionskapacitet i systemet til at dække forbruget – også i perioder med højt elforbrug og lav produktion. Den tredje dimension er *balancering*, som beskriver den løbende proces, hvor produktion og forbrug holdes i ligevægt, så frekvensen forbliver omkring 50 Hz. Balanceringen foregår både automatisk på sekunder til minutter og manuelt gennem aktivering af systemydelser, hvor producenter og forbrugere leverer fleksibilitet efter behov. Denne rapport fokuserer primært på nettilstrækkelighed.

3.1 Hvad driver visionen?

Ovenstående vision bygger på en række forhold, som allerede nu driver en udvikling i elmarkedet. Nedenfor beskrives en række af de centrale og relevante forhold, som sætter retningen for, hvorledes fremtidens distributionsnet og særligt lavspændingsnet udvikles og påvirkes. Der fokuseres på de overordnede trends i forhold til implementering af vedvarende elproduktion og elektrificeringen.

Udbygning af vedvarende energi

Selv om markedsvilkårene i 2024 og 2025 var usikre, forventes udbygningen af vedvarende energi at fortsætte.

Ifølge Analyseforudsætningerne til Energinet 2025 skønnes solcellekapaciteten at femdobles fra ~4.120 MW i 2025 til ~24.100 MW i 2035. I samme periode forventes landvind at stige med næsten 60 pct. fra ~4.900 MW til ~7.700 MW.

Udbygningen af solkraft bliver den primære drivkraft for mindre aktører, da den skaber gode muligheder for lokal produktion. For husstande forventes denne kapacitet at stige godt 2½ gang fra ~730 MW i 2025 til ~1.980 MW i 2035, hvilket også afspejler sig i elproduktion til egetforbrug-bag-måleren, der forventes at stige fra 0,4 TWh i 2025 til 1,4 TWh i 2035.

Elektrificering betaler sig for virksomheder

For virksomhederne vil der ske en gradvis elektrificering, i takt med eldrevet forbrug bliver billigere end fossile brændstoffer og andre alternativer. Tempoet er bl.a. styret af, at investeringer i teknologier, som bygger på, at fossile brændstoffer først skal afskrives, før der investeres i nye eldrevne anlæg.

Ifølge Klimastatus og -fremskrivning 2025 forventes det samlede danske elforbrug næsten at fordobles frem mod 2035, især drevet af fremstillingsindustrien og landbruget. Elektrificeringen af virksomhederne understøttes af muligheden for at optimere køb af strøm automatisk mod de billigste priser, samt at indgå i et voksende systemydelsesmarked. Det er mere usikkert i hvilket tempo den samlede elektrificering af virksomhederne i Danmark kommer til at foregå. Potentialet er kortlagt, og indikerer at op mod 92 pct af slutforbruget kan elektrificeres (Viegand & Maagøe, 2022).

Elbilerne kommer susende

Med elektrificeringen kommer en række nye elaktiver ind i elmarkedet. Herunder flere elbiler. I 2035 forventes der at være over to millioner elbiler i Danmark, hvoraf hovedparten forventes at være klar til V2G og dermed kunne benyttes som batteri i hjemmet, når elbilen er tilsluttet. Denne udvikling understøttes bl.a. af EU-regler¹, der stiller krav til bilproducenterne om at sænke CO₂-udledningerne fra de biler, som de sælger i EU. Disse krav kan kun nås ved at øge salget af elbiler. Analyseforudsætningerne til Energinet 2025 skønner, at elforbrug for personbiler stiger med en faktor fire fra ~1.500 GWh i 2025 til ~5.700 GWh i 2035.

Digitale platforme muliggør optimering af forbrug fra nettet

Med batterierne, V2G elbilladestandere og varmepumper kommer digitale platforme, som per automatik foretager spotprisoptimering. I forhold til batterierne og V2G elbilladestandere vil indkøb af strøm til det klassiske forbrug også gøres fleksibelt, hvilket muliggør betydelige besparelser for de enkelte forbrugere. De digitale platforme betyder således, at store mængder forbrug per automatik flyttes, og en stor del af det forbrug, som førhen ikke var flytbart, kan automatisk flyttes i 2035.

Optimering bag måleren

En øget andel af elforbruget forventes i fremtiden at gå uden om det kollektive elnet. Allerede i dag er der en efterspørgsel på indgåelse af energifællesskaber, direkte linjer og lukkede distributionsselskaber, hvor en større del af elforbruget sker "bag-måleren". Energistyrelsen (2025) skønner, at 4 pct. af elforbruget i husholdninger og 1 pct. af elforbruget i erhverv aktuelt er bag-måleren, hvilket forventes at stige til hhv. 27 pct. i husholdninger og 5 pct. af elforbruget i erhverv frem mod 2050. Dette fremstår dog som et konservativt skøn, da den teknologiske udvikling samt besparelser ved netomkostninger vil favorisere placering af VE-produktion, særligt sol, tæt på forbrugere, f.eks. sol på tage.

Enfamiliehuse som fleksibilitetsmuskel

¹ EU-direktiv 2019/631

Små forbrugere, og især husstande, forventes at spille en langt større rolle i elsystemet de kommende år. Hvis 500.000 af Danmarks 1,6 mio. enfamiliehuse antages at have solceller, elbil, batteri og varmepumpe med buffertank i 2035, giver det en samlet fleksibilitetskapacitet på op mod 7 GW, som kan stilles til rådighed for elsystemet. De nuværende priser på balancemarkederne og det stigende prisspænd på spotmarkedet samt faldende priser på batterier og solceller forventes at gøre det økonomisk attraktivt for husholdninger og aggregatorer at være en del af fleksibilitetsmarkedet. Den uafhængige aggregator forventes indført i 2027, hvilket vil styrke realiseringen af fleksibilitetspotentialet hos de mindre forbrugere.

Opsamling

Ovenfor er en række af de centrale drivende forhold for distributionsnettets udvikling beskrevet. I denne analyse har vi fokus på distributionsnettet og særligt lavspændingsnettet. Lavspændingsnettet vil generelt set blive påvirket af et massivt indtog af elbiler, varmepumper og husstands batterier som kan ændre belastningen i elnettet markant. I de næste afsnit ser vi på, hvilke konsekvenser de nye forbrugsmønstre kan få, hvilket er særlig relevant, da lavspændingsnettet ikke er designet til at håndtere de nye fleksible enheder.



Hovedbudskab

Lavspændingsnettet vil generelt set blive påvirket af et massivt indtog af elbiler, varmepumper og husstands batterier, som følge af nye forbrugsmønstre særligt fra de digitale platforme, som kommer med de nye elaktiver.

3.2 Nutidens og fremtidens mindre forbrugere i distributionsnettet

Som beskrevet overfor, ændrer de mindre forbrugeres elforbrug og forbrugsmønstre sig i takt med, at husstandene og virksomhederne elektrificeres. I det følgende beskrives, hvorledes husstandenes elforbrug og forbrugsmønstre i hovedtræk ændres fra rent klassisk forbrug til et forbrug der inkluderer varmepumpe, elbil og husstands batterier.

De private forbrugere vil i 2035 bestå af forskellige segmenter, som i nedenstående tabel er opdelt efter deres strømforbrug og maksimale effektræk. Elektrificeringen betyder, at det årlige energiforbrug stiger fra de typiske 3.500 kWh i et normalt klassisk forbrug til mellem 7.500 – 10.500 kWh afhængig af hvilke el-anlæg, som indgår i husstandens forbrug. Se tabel 1.

Tabel 1 Private kundesegmenter i 2035

	Forbrug	Digitale platforme	Årligt energiforbrug	Max effekttæk
	Klassisk	Nej	3500 kWh	<1 kW
	Klassisk + varmepumpe	Ja	7500 kWh	2 kW
	Klassisk + varmepumpe + elbil	Ja*	10500 kWh	13 kW
	Klassisk + varmepumpe + husstands batteri	Ja*	7500 kWh	13 kW

Anm: CIP Foundation på baggrund af forbrugsprofiler fra Copenhagen Economics (2025). *De digitale platforme for elbiloplader af typen V2G og husstands batterier muliggør at det klassiske forbrug kan gøre fleksibelt.

De forskellige forbrugersegmenter har ikke blot varierende energiforbrug, men også forskellige effektprofiler. Effekttræk angiver den øjeblikkelige belastning af nettet, altså hvor mange kilowatt der trækkes på én gang. Det er vigtigt, fordi elnettet er dimensioneret til at håndtere bestemte maksimale belastninger. Kabler og transformatorer har en fysisk kapacitet, og hvis effekttrækket overstiger denne, opstår flaskehalse og risiko for nedbrud.

Et forbrugersegment med højt og samtidigt effekttræk – f.eks. husstande med elbiler – kan presse elnettet, selv hvis det samlede energiforbrug over døgnet er moderat. Omvendt kan husholdninger med lavt effekttræk, men højt samlet forbrug, være mindre problematiske for kapaciteten. Derfor er styring af effekt, og ikke kun energiforbrug, afgørende for netplanlægning og for at undgå dyre netudvidelser. Det er forventningen, at aggregatorer vil kunne pulje netkundernes elforbrug og byde det ind i relevante fleksibilitetsmarkeder. Det er dog en bekymring blandt markedsaktører, at krav om større blokbud udgør en markedsbarriere, da aggregatorer i de kommende år forventeligt kun vil være i stand til at pulje mindre energimængder. Denne markedsudvikling kan besværliggøres, hvis større blokbud reducerer efterspørgslen fra mindre bud.

Uafhængig aggregator

Da der i systemudvalgsområdet generelt handles med større kapaciteter ad gangen, end f.eks. en enkelt husstand kan byde ind med, er der behov for at pulje kapaciteten fra de fleksible enheder. Det kan ske via en såkaldt aggregator.

En uafhængig aggregator er en person, virksomhed eller teknologi, som samler en mængde af el-anlæggene – i dette tilfælde op- eller nedreguleringskapacitet på elmarkedet. Den uafhængige aggregators kapacitet kunne f.eks. være elanlæggene fra 200 husstande, som sælger timingen af forbruget ind i elmarkedet. Denne rolle er Energinet i færd med at definere og indføre i reglerne for elmarkedet. Arbejdet er forsinket, og de seneste meldinger er, at den uafhængige aggregator er klar i 2027.

Ser man på stigningen i de forskellige segmenters effekttræk er der markante forskelle. Når man introducerer elbilladestander og husstands batterier øges effekttrækket betydeligt. For de segmenter af mindre forbrugere som får digitale platforme, er der mulighed for at optimere indkøb af strøm fra nettet (spotprisoptimering). For dem vil der per automatik ske et automatisk træk fra nettet i de tidsrum på døgnet, hvor prisen på strøm er lavest. Det betyder, at forbruget fra de husstande som har elbilladestander og husstands batteri vil være et meget ujævnt forbrug over døgnet koncentreret på de tidspunkter, hvor prisen er lavest.

En husstand har typisk adgang til et effekttræk på det kollektive elnet på 25 ampere, svarende til ca. 17,3 kW. For den enkelte husstand vil der typisk ikke være problemer ved tilkobling af forskellige elaktiver, men som det beskrives nedenfor, kan de relative store effekttræk have stor betydning i forhold til nettets muligheder for at levere strøm til alle.



Hovedbudskab

Fra et generelt lavt effekttræk på ca. 1 kW i det klassiske forbrug stiger effekttrækket til ca. 13 kW for husstande med elbiler og husstands batterier. Dette er ikke problematisk i forhold til den enkelte husstands tilkobling, men kan have stor betydning i forhold til nettets muligheder for at levere strøm til alle på samme tid.

**Anbefaling**

Udbredelsen af fleksible enheder som batterier, elkedler, varmepumper og elbiler, kan bidrage til balancering af elnettet, men også risiko for flaskehalse, hvis integrationen ikke sker på en ensartet måde. Derfor anbefales det at arbejde for en harmoniseret prækvalifikation på tværs af markeder og netprodukter. Dette bør gøres ved at etablere et fælles sæt minimumskrav til hvad IT-systemer og elektriske anlæg skal kunne leve op til forud for deltagelse i elmarkederne, hvilket vil sikre en større transparens og effektivitet ift. markedsadgang ift. DSO- og TSO-niveau. I tillæg bør hensigtsmæssigheden ved de aktuelle budstørrelser undersøges, da store blokbud kan underminere markedsudviklingen af mindre ressourcer.

4. Nyt elmarked sætter nye krav

Et nyt elmarked med nye forbrugsaktiver og nye forbrugsmønstre sætter nye krav til elnettets formåen - særligt i distributionsnettet og lavspændingsnettet, hvor nettet har været dimensioneret til et klassisk forbrug.

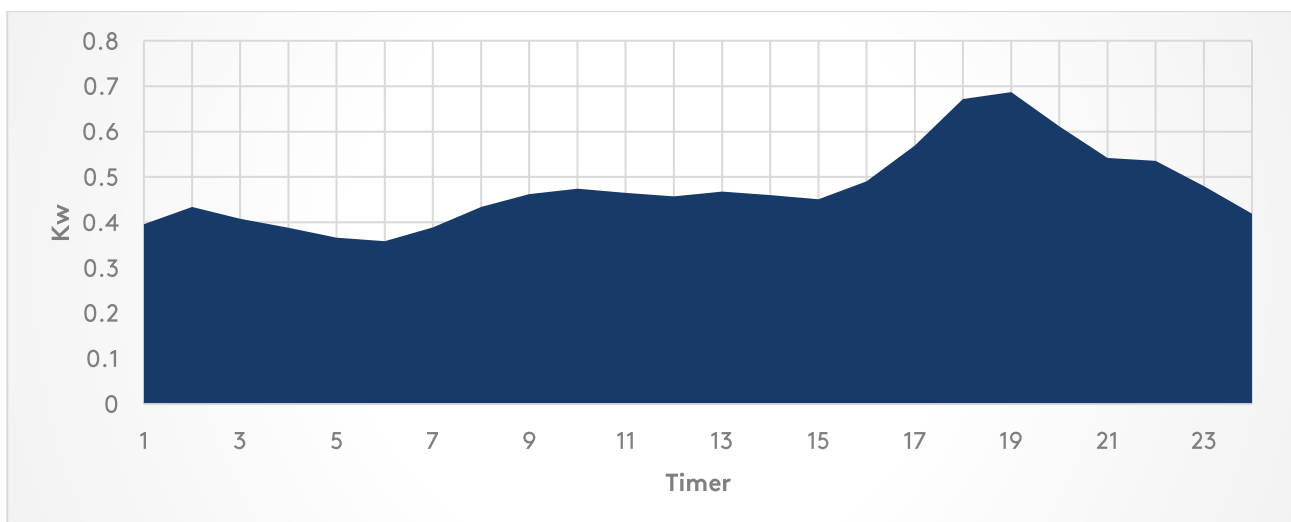
Nedenfor beskrives, hvilke krav de nye forbrugsmønstre sætter til distributionsnettet, og der redegøres for, at de nye krav afstedkommer, at der mange steder i nettet er behov for netforstærkninger eller foranstaltninger, som kan forene beskaffenheden af det nuværende net med de nye forbrugsmønstre, f.eks. grundlag for et mere fleksibelt elforbrug.

4.1 Elnettet skal kunne klare et drastisk stigende effektbehov

Et mere decentralt elsystem stiller nye krav til elnettet. Når produktion og forbrug er spredt over mange steder og på forskellige spændingsniveauer, skal elnettet kunne håndtere en langt mere kompleks transport af strøm. Hvor elnettet før hen blev dimensioneret efter et maksimalt effektbehov baseret på de klassiske forbrugeres samlede effektbehov, udfordrer elektrificeringen elnettet, idet de nye el-aktiver og forbrugsmønstre øger de maksimale effektbehov betydeligt.

Det klassiske forbrug er karakteriseret ved at være relativt mønsterdrevet og ufleksibelt. Hos private forbrugere er kogespidsen fra kl. 17-21 drevet af de hjemlige aktiviteter som madlavning m.v. Mens virksomheder i højere grad karakteriseres ved forbrug spredt ud over dagtimerne.

Figur 3. Forbrugsprofil for det klassiske forbrug for et typisk énfamiliehus.

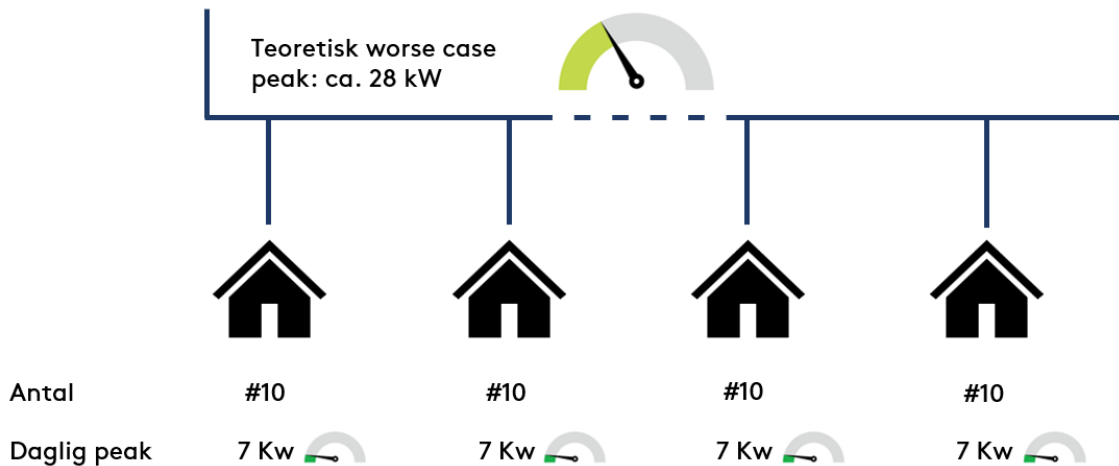


Amn.: CIP Foundation på baggrund af data fra Copenhagen Economics.

I mange områder i landet afspejler opbygningen af distributionsnettet de nuværende forbrugsmønstre beskrevet ved det klassiske forbrug. Dimensioneringen af lavspændingsnettet (dvs. kablernes og transformernes kapacitet) beror på meget konservative antagelser om effekttræk og samtidighed mellem nettes forbrugere (samtidigheidsfaktoren).

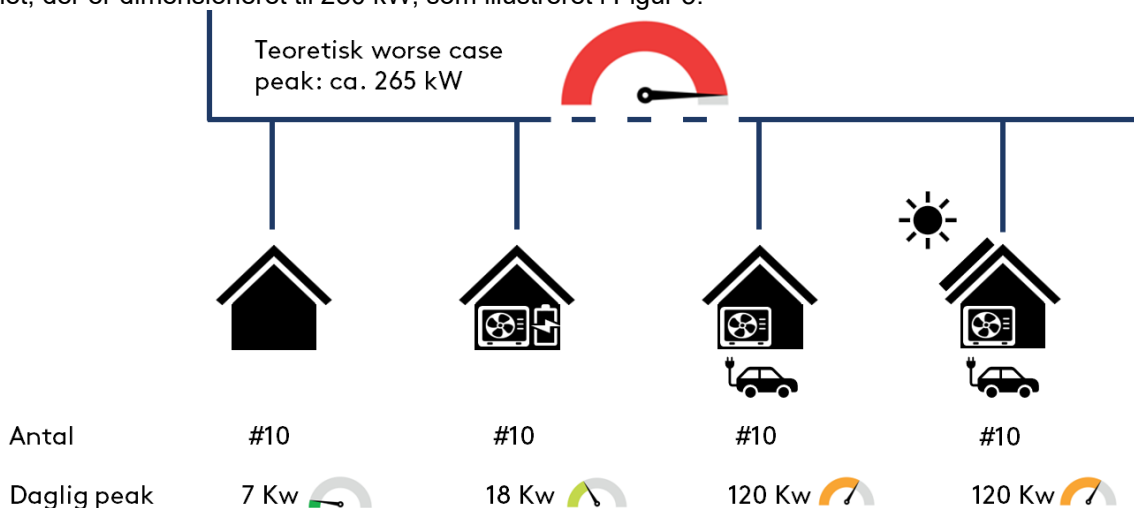
Som beskrevet ovenfor har en husstand typisk adgang til et effekttræk på det kollektive elnet på ca. 17,3 kW, men bruger i gennemsnit under 1 kW, jf. figur 2 ovenfor. For at være på den sikre side, har udgangspunktet for dimensioneringen af lavspændingsnettet hidtil været, at en netkunde maksimalt har et effekttræk på ca. 7 kW på samme tid.

I figur 3 nedenfor ses en principskitse, hvor det illustreres, hvorledes den samlede aftenpeak for området samlet set summer sammen til 28 kW for 40 almindelige husstande (40 x 0,7 kW). Hvis det lægges til grund at nettet er dimensioneret til 7 kW pr husstand har nettet en kapacitet på (40 x 7 kW), svarende til 280 kW. Nettet har altså i denne situation en både høj og tilstrækkelig kapacitet. Hvor meget elnettet kan håndtere, afhænger af dog af det konkrete elnets beskaffenhed.



Figur 4. Principskitse af et netområde med 40 husstande med klassisk forbrug på 3.500 kWh årligt. For hver 10 huse er der en samlet peak på 7 kW i kogespidsen (tidsrummet mellem kl. 17 og 21). Samlet set opnås en teoretisk worse case peak på 28 kW, som er inden for et normal belastningsområdet i forhold til elnettets tilstand (280 kW, se tekst).

I en situation, hvor nettets klassiske forbrug suppleres med de nye elaktiver, opnås imidlertid en anden belastning. I figur 4 nedenfor illustreres et eksempel på et område med 40 husstande som ovenfor. I dette eksempel er forbruget dog spredt over 10 huse som har et klassisk forbrug, 10 huse har et effekttræk baseret på klassisk forbrug og varmepumper og 20 huse har et effekttræk, der udspringer af klassisk forbrug, varmepumper og elbiler. Hvis spidsbelastningerne lægges sammen, fås en samlet spidsbelastning på 265 kW i et elnet, der er dimensioneret til 280 kW, som illustreret i Figur 5.



Figur 5. Principskitse af et netområde med 40 husstande med klassisk forbrug på 3.500 kWh årligt. Dertil har de 30 huse installeret varmepumpe og 20 huse har installeret elladestandere til elbiler. For hver 10 huse er der en samlet peak på mellem 7 og 120 kW. Samlet set opnås en teoretisk worse case peak på 265 kW, som kan vise sig kritisk i forhold til elnettets maksimale belastningsområdet.

I eksemplet i figur 4 ses det, at når de nye elaktiver introduceres, vil der komme væsentligt øget effekttræk, som kan kompromittere elnettet i forhold til dets kapacitetsgrænser. Da forbruget fra de nye elaktiver per automatik er flytbare i forhold til prisen, vil hovedparten af forbruget have en samtidighed i praksis (og ikke kun i teori).



Hovedbudskab

Dimensioneringen af lavspændingsnettet beror på en samtidighedsfaktor for række- og parcelhuse på ca. 7 kW. Ved det klassiske forbrug er der typisk en betydelig overkapacitet i nettet, men ved introduktion af elaktiver som elbilladestandere og varmepumper vil nettet blive udfordret i kapacitet.

4.2 Elmarkedets to knapheder skal optimeres

Som beskrevet ovenfor vil det fremtidige elnet blive udfordret i forhold til nettets fysiske kapacitet. Samtidig vil produktionen af strøm blive mere volatil i takt med udbygningen af vedvarende energiproduktion. Det handler derfor om at forbruge strømmen når den produceres (i takt med vind og sol), og samtidig forbruge inden for nettes fysiske kapacitet.

Som det er i dag fokuser forbrugerne primært på forbrug af strøm i forhold til den samlet elpris, inkl. tariffer. Prisen afgøres på spotmarkedet og balancemarkederne. Her fastsættes prisen på elektricitet hvert kvarter ud fra udbud og efterspørgsel, og prissignalet styrer, hvornår det er mest fordelagtigt at bruge strøm. Store aktører og fleksible forbrugere reagerer på disse prissignaler ved at flytte deres forbrug til de billigste timer, hvilket sikrer en effektiv udnyttelse af ressourcerne på systemniveau.

Den anden knaphed handler om de fysiske begrænsninger i elnettet. Selvom markedet kan signalere, at det er billigt at bruge strøm på et givent tidspunkt, kan der lokalt opstå kapacitetsbegrænsninger, som beskrevet ovenfor. Hvis der opstår begrænsninger, kan elnettet ikke transportere al den ønskede strøm på samme tid.

Mens mængden af strøm prissættes og driver kundernes forbrugsmønstre – særligt med V2G elbilopladere og husstands batterier - prissættes de fysiske knapheder kun i begrænset grad (se afsnit nedenfor om tidsbaserede tariffer). Hvis man fortsætter med det nuværende markedsdesign, hvor det er den samlet elpris, som styrer forbruget, vil det føre til, at det fleksible forbrug samles i de samme billige timer, hvilket forværrer belastningen lokalt. Denne dynamik kan også forværre belastningen på mellemspændingsniveau i det omfang samtidighedseffekten forstærkes af andre netkunder.



Hovedbudskab

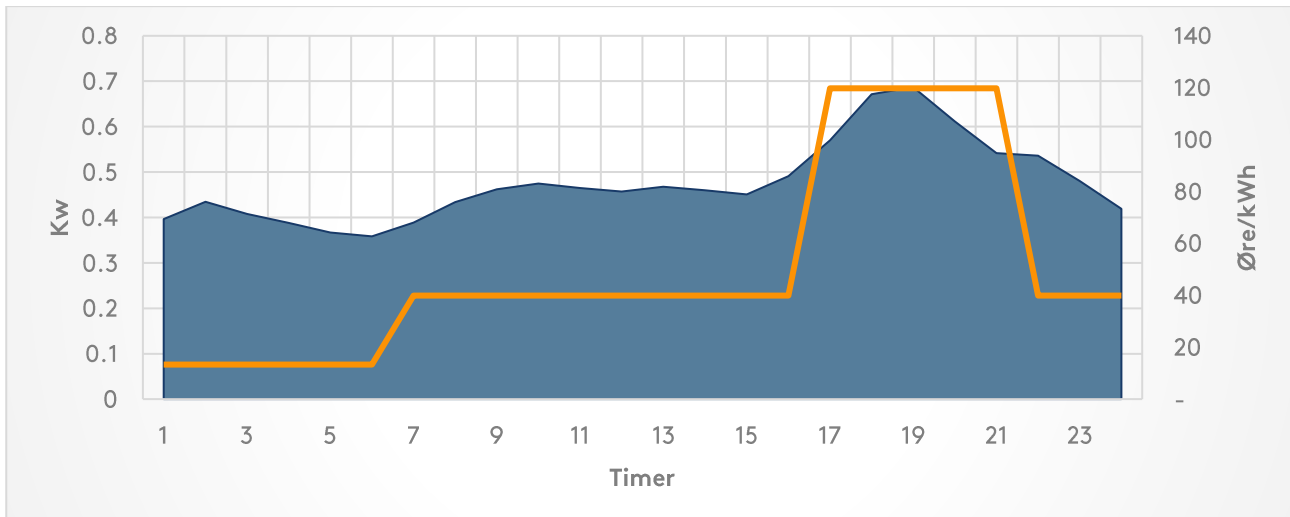
Utilstrækkelig prissætning af kapacitetsknaphed fører til ensidig optimering i forhold til elprisen (spotmarkedet og balancemarkederne). Senere i denne analyse forklares, hvorledes man kan prissætte elnettets kapacitetsbegrænsning.

4.3 Nye krav til tarifsystemet

Tarimodel 3.0

Tarifmodel 3.0 gør tarifpriserne højere i spidslastperioden og billigere resten af døgnet. Forbrugere kan således spare penge ved at bruge strøm i lav- eller mellemlastperioder, f.eks. ved at oplade elbilen om natten eller starte opvaskemaskinen tidligt om morgenen. Dette aflaster elnettet og reducerer elregningen. Lavlastperioden ligger mellem kl. 24-6, spidsbelastningsperioden ligger mellem kl. 17-21 og i det øvrige tidsrum afholdes omkostninger til højlastperioden. Alle tariffer afholdes aktuelt som energibaserede tariffer (dvs. i forhold til hvor meget strøm netkunden bruger over tid), målt i øre/kWh, og der er ikke nogen effektbaserede tariffer, målt i øre/kW (dvs. i forhold til hvor meget strøm der forbruges ad gangen).

I den nuværende regulering er tarifferne differentieret og søger at udjævne det klassiske forbrug i husholdningerne, ved at flytte forbrug fra tidsrummet mellem kl. 17 og 21, hvor der normalt er størst træk på nettet (kogespidsbelastningen). Ifølge netselskaberne viser erfaringerne, at størstedelen af det klassiske forbrug ikke lader sig flytte.



Figur 6. Typisk forbrugsprofil over døgnet for en husstand med klassisk forbrug. Tidsdifferentierede tariffer er samlet i den røde linje.

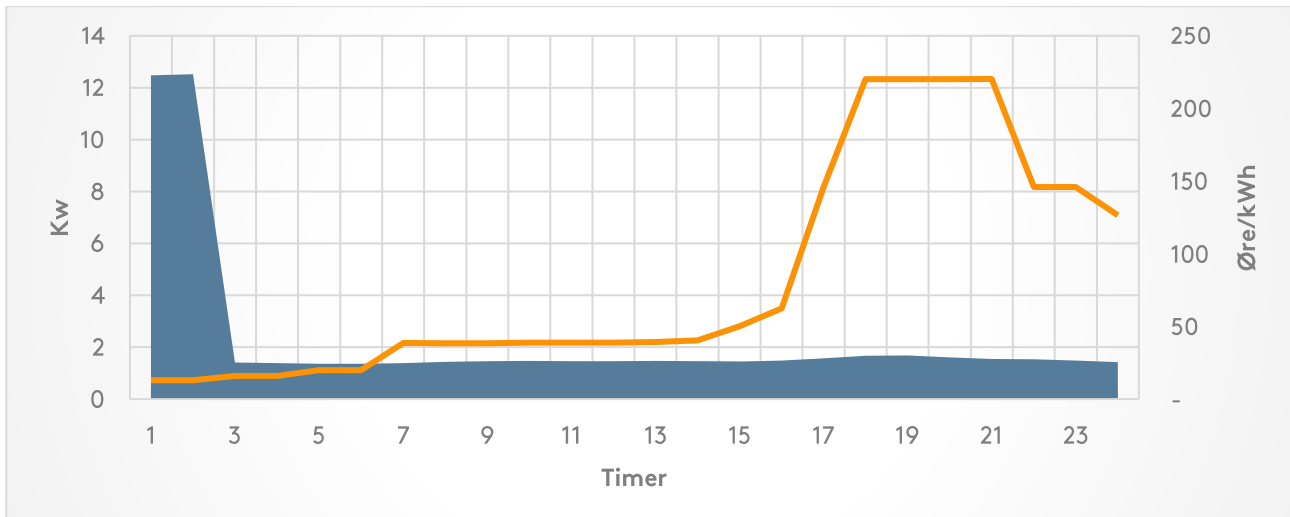
Tarifmodel 3.0

De fleste elnetselskaber har i løbet af 2023 indført tarifmodel 3.0, der blev udviklet for at håndtere den stigende elektrificering og samtidig med et forsøg på at undgå dyre netudvidelser. Modellen indfører tidsdifferentierede tariffer som standard, hvilket betyder, at prisen for at transportere strøm varierer afhængigt af tidspunktet på døgnet.

Ifølge netselskabet N1 har tidsdifferentierede tariffer bidraget til at sænke behovet for kapacitetsopgraderinger med 1,9 mia. kr. fra Netudviklingsplan 2023 til Netudviklingsplan 2025.

De overordnede rammer for netselskabernes tarifiering er fastlagt i Elforsyningslovens § 73, som indeholder prisbestemmelserne. Her fremgår det, at tarifieringen skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier for, hvilke omkostninger de enkelte kategorier af netbrugere giver anledning til i overensstemmelse med artikel 18, stk. 1, i elmarkedsforordningen. Tarifmodel 3.0. udløber ved udgangen af 2027. Tidlig branchedialog indikerer, at Green Power Denmark forventes at indarbejde et kapacitetselement i C-kundernes tarifiering.

På grund af tarifstrukturen ligger de dyreste timer for forbrugerne (spotpris + tarif) typisk i aftenspidserne mellem kl. 17 og 21, hvor belastningen på elnettet traditionelt har været størst, mens nattetimerne ofte har de laveste tariffer. Denne differentiering skaber et økonomisk incitament for forbrugere til at flytte fleksibelt forbrug, f.eks. opladning af elbiler og husstands batterier samt i nogen grad drift af varmepumper, til perioder med lave priser.



Figur 7. Typisk forbrugsprofil over døgnet for en husstand med klassisk forbrug og elbil. Elbilen oplades i de billige timer – typisk efter midnat, hvor tariffer og priser er lave. den grønne linje Typiske samlede priser for strøm og tarif i vinterhalvåret er samlet i den grønne linje.

Med flere varmepumper og i særdeleshed elbiler og husstands batterier og de tilhørende digitale platforme i private hjem ændres forbrugsmønstrene sig drastisk. Fra at være et mere jævnt forbrug, hvor kun dele af forbruget kan forskydes i tid, vil perioden, hvor der i fremtiden trækkes strøm fra nettet, koncentreres på døgnetts billigste timer. Dette skaber nye spidsbelastningsperioder i disse timer.

Tarifmodel 3.0 løser således ikke udfordringer med manglende kapacitet i elnettet i fremtidens forbrugermønstre.

Afbrydelighedsaftaler

Udover tidsdifferentierede tarifiering har netselskaberne også etableret muligheden for at indgå afbrydelighedsaftaler med virksomheder. Formålet med afbrydelighedsaftaler er, at netselskabet kan begrænse eller udkoble en kunde af hensyn til driften af elnettet. Til gengæld tilsluttes forbrugeren det kollektive elforsyningsnet til et lavere tilslutningsbidrag.

Grundideen i disse aftaler er, at den kapacitet, som en kunde har til rådighed, kan inddrages af netselskabet, når nettet overbelastes. Aftalen fungerer derfor som et værktøj, der giver netselskabet fleksibilitet, når nettet er presset. I praksis er aftalerne bygget op således, at hvis en kunde indgår en aftale om permanent afbrydelighed, accepterer kunden risikoen for at blive helt afbrudt, når netselskabet har behov. Netkunden og potentielle investorer skal derfor afveje denne fordel mod de omkostninger, som en afbrydelse kan medføre. Konsekvensen er, at der indtil videre kun er indgået få sådanne aftaler, fordi risikoen vurderes at være for stor.



Hovedbudskab

Hverken tidsdifferentierede tariffer eller afbrydelighedsaftaler i deres eksisterende udformning vil i sig selv kunne mitigere de kommende effektbehov som følge af elbiler og andre enheder, der hurtigt og let kan flytte elforbruget til de billigste timer på døgnet.



Anbefaling

Det anbefales, at den kommende tarifmodel placerer samtidighed i elforbruget helt centralt. Hverken effekt- eller energibaserede tariffer kan sikre et omkostningseffektivt elsystem, hvor samtidigheden af elforbruget spiller en stigende og afgørende rolle. Derfor bør energibaserede tariffer hovedsageligt fokusere på nettab og effekttariffer bør gradueres ift. samtidighed.

4.4 En omkostningseffektiv netudbygning

Ved introduktion af elaktiver som elbilladestander, husstands batterier og varmepumper vil distributionsnettet – og særligt lavspændingsnettet blive udfordret i kapacitet, jf. ovenstående. Hverken de tidsdifferentierede tariffer

eller eksisterende afbrydelighedsaftaler vil i sig selv kunne imødekomme de kommende kapacitetsudfordringer. Det betyder, at der mange steder i nettet er behov for netforstærkninger eller foranstaltninger, som kan forene forbrug af strøm med beskaffenheden af det nuværende net.

Det er en del af netselskabernes driftsopgave at sikre, at netkunderne kan modtage strøm, når der er behov for det. Netselskaberne ejer og driver de lokale elnet, som sikrer, at elektriciteten leveres sikkert og stabilt. Det kræver løbende vedligehold af og reinvestering i netkomponenter. Samtidig skal nettet løbende udbygges til nye kunder og producenter.

I en tid hvor nye elaktiver og forbrugsmønstre hurtigt ændrer kravene til elnettets beskaffenhed, skal netselskaberne foretage *netforstærkning*. Med netforstærkning forstås her, at elnettets komponenter (ledning og transformere m.v.) udskiftes og opgraderes, så de tilpasses nye og øgede kapacitetsbehov.

Netforstærkningen vil i mange tilfælde ligge i naturlig forlængelse af mere almindeligt vedligehold og reinvesteringer i nettet, men kan også foretages på strækninger, hvor der ikke er et egentligt udskiftningsbehov. Eksempelvis i lavspændingsnettet, hvor nye elaktiver udfordrer kapaciteten, som beskrevet ovenfor, men også på de højere spændingsniveauer, hvor større producenter og forbrugere styrer behovet, og hvor summen af kapacitetstrækkende fra lavspændingsnettene vil bidrage til netforstærkningsbehovet på de højereliggende spændingsniveauer.

Et aldrende elnet

Generelt er der mange strækninger på elnettet, som står overfor udskiftning på grund af alder og nedslidning.

Herunder ca. 57% af 60/10kV transformere og 55% af 10/0,4kV stationer, som er i drift i dag, bør være udskiftet i 2040 grundet alder og øget risiko for fejl. 0,4kV kabler står for det tredjestørste naturlige udskiftningsbehov, og ca. 45% af de eksisterende kabler bør være udskiftet i 2040.

I bunden af skalaen findes 60 kV felter, gasisolerede og 60 kV kabler og luftledninger, hvor det naturlige udskiftningsbehov frem mod 2040 svarer til hhv. 5% og 17% af de respektive netkomponentbeholdninger (Utiligize, 2021).

Når et elnetselskab konstaterer, at der er behov for en netforstærkning, vil der som hovedregel foretages nyinvesteringer, som også imødekommer mulige fremtidige produktions- og forbrugsforhold. Dette skyldes primært, at graveomkostningerne udgør en betydelig andel af netinvesteringerne, mens f.eks. kabeltykkelse har mindre økonomisk betydning.

I andre tilfælde kan der være behov for netforstærkning (grundet de nye elaktiver og forbrugsmønstre), på steder, hvor der ikke er et påkrævet krav om reinvestering på grund af vedligehold. I sådanne situationer, bør det overvejes om man kan komme billigere omkring netforstærkning ved at introducere foranstaltninger, hvor man tilpasser elforbruget i forhold til nettets kapacitet. Ifølge beregninger fra Copenhagen Economics kan et mere fleksibelt elforbrug åbne mulighed for at udskyde eller mindske behovet for investeringer i det forbrugerrettede elnet, hvor det samlede besparelspotentiale vurderes til mellem 15 og 20 mia. kr. frem mod 2035 (Copenhagen Economics, 2025).

Hertil kommer spørgsmålet om det overhovedet er muligt at gennemføre den nødvendige netforstærkning, da den accelererende etablering af elbilopladere og husstands batterier i nogle områder betyder, at det næppe er muligt at forstærke alle udsatte lavspændingsområder. Brancheforeningen Green Power Denmark har af flere omgange udtrykt bekymring over, at de danske netselskaber presses af lange leveringstider på netkomponenter samt mangel på medarbejdere, som skal bruges til netplanlægning og tilslutningssager. Denne typer af udfordringer vil forventeligt være størst på 10 kV- og 60 kV-nettet, da den akkumulerede samtidighedseffekt dels vil give udslag på disse niveauer og dels fordi netforstærkninger på de højere spændingsniveauer er mere ressourcekrævende end på 0,4 kV-nettet (villavejene). Udskydelser af netinvesteringer grundet mangel på materiel og mandskab vil alt andet lige give anledning til længere netttilslutningstider. Det kan således forsinke elektrificeringen yderligere.

Det kan i den forbindelse bemærkes, at det fremgår af vejledningen til netselskabernes og Energinets dekomponering af Energistyrelsens analyseforudsætninger, at af alle indledende dialoger om realistiske

nytilslutninger er det kun 20 pct., der bliver realiseret for forbrug, 10 pct. som realiseres for produktion og 5 pct. for batterier. Øvrige anmodninger om nettilslutning droppes. Årsagerne bag disse gennemsnitlige skøn fremgår ikke og er antageligvis mangeartet, men lange og usikre tilslutningstider må forventes at spille en ikke ubetydelig rolle.

Disse forhold indebærer, at netselskaberne i tillæg til at netforstærke de områder, hvor netinvesteringer allerede er forestående, bør iværksætte fleksibilitetstiltag som kan udskyde netinvesteringer i områder, hvor netforstærkningen kan udskydes. I de følgende afsnit beskrives de mulige fleksibilitetstiltag, som kan medvirke til at udskyde netforstærkningerne.



Hovedbudskab

Ud fra en økonomisk betragtning og ud fra et hensyn om at sikre forsyningssikkerheden i lavspændingsnettet, hvor en accelererende tilkobling af elbilopladere og husstands batterier udfordrer nettets kapacitet, skal alternativer til netforstærkninger overvejes. Dette vil være relevant i de områder, hvor netforstærkninger ikke allerede er nødvendige grundet nettets karakter (nedslidning m.v.) eller andre relevante forhold.

4.5 Manglende viden om elnettets tilstand

En hensigtsmæssig planlægning af netudbygningen i distributionsnettet kræver viden om nettets beskaffenhed – herunder netkomponenternes tilstand og belastning. Mange steder mangler der imidlertid konkret viden om netkomponenternes tilstand. Ifølge (NIRAS, 2022) er netkomponenters tilstand og belastning ofte mangelfuldt registreret, og der mangler således oplysninger om, komponenternes holdbarhed i forhold til ændrede effekttræk og kapacitetsbehov. Dette bekræftes også af et høringssvar fra Green Power Denmark fra august 2024, hvor det understreges, at "netselskaber ikke er i besiddelse af visse oplysninger, fx detaljerede oplysninger om komponenter af ældre dato". Disse oplysninger er nødvendige i forhold til at vurdere, om det betaler sig at foretage en egentlig netforstærkning, eller om der er mulighed for at udskyde en netforstærkning.

Det nærmere netforstærkningsbehov er derfor i realiteten ikke kendt, hvilket også understreges i flere aktuelle netudviklingsplaner. Det reelle netforstærkningsbehov kan derfor være betydeligt større, end man umiddelbart kan anslå og omfanget af denne udfordring er ukendt.

Det bemærkes, at netselskaberne i henhold til elforsyningslovens § 20 i dag skal sikre måling af levering og aftag af elektricitet samt stille den nødvendige transportkapacitet til rådighed og give adgang til transport af elektricitet i pågældende distributionsnet, hvilket kræver viden om netforstærkningsbehovet. Der kan således være en udfordring med at leve op til kravene i reguleringen, som det skal overvejes, hvordan man bedst håndterer.

Der er ikke tvivl om, at det har været hensigten fra lovgivers side, at netudviklingsplanerne indeholder et datagrundlag, der kan understøtte, at eksterne aktører udvikler og tilbyder fleksibilitetsydelse til de lave spændingsniveauer².



Hovedbudskab

Viden om elnettets tilstand og belastning er afgørende for en hensigtsmæssig planlægning af netudbygning. I distributionsnettet mangler der mange steder konkret viden om netkomponenternes tilstand og belastning.

² Høringsnotatet vedr. forslag til lov om ændring af lov om elforsyning den 6. oktober 2020,

5. Aktivering af fleksibilitet

Fremme af fleksibilitet i det danske og europæiske energisystem er i stigende grad blevet et centralt reguleringsmål, især på europæisk niveau. På europæisk plan er fleksibilitet anerkendt som en nødvendig forudsætning for at integrere store mængder vedvarende energi, sikre forsyningsikkerhed og holde systemomkostningerne nede. EU's Clean Energy Package, herunder elmarkedsforordningen (2019/943/EU) og elmarkedsdirektivet (2019/944/EU), udgør de centrale rammer.

Her fastslås det bl.a., at balanceringsmarkeder skal være åbne for alle ressourcer, herunder fleksibelt elforbrug og energilagring, og at tarifmetoder skal fremme integration af fleksibilitet og vedvarende energi. Netselskaber skal også indkøbe balancerings- og systemydelse via markedsbaserede mekanismer, og forbrugere skal have adgang til dynamisk prissætning, mens aggregatorer skal kunne deltage på markederne. Det er ikke tilfældet i dag.

Med elmarkedsreformen fra 2024 er der indført nationale fleksibilitetsmål og instrumenter til at støtte ikke-fossile fleksibilitetskilder, og der er krav om nationale fleksibilitetsbehovsanalyser hvert andet år, hvor behovet for fleksibilitet vurderes på sæson-, dags- og timeniveau.

EU's Demand Response Network Code skaber harmoniserede rammer for forbrugsfleksibilitet på tværs af medlemslandene og forpligter netoperatører til at undersøge markedsbaserede løsninger for fleksibilitet før netudbygning, hvilket forventes implementeret i Danmark i 2027.

Bygningsdirektivet stiller krav om, at bygninger skal kunne agere fleksibelt og reagere på prissignaler, og Smart Readiness Indicator måler bygningers evne til at styre og optimere energiforbrug, mens Governance-forordningen pålægger medlemsstaterne at sætte nationale mål for fleksibilitet og rapportere om fremdrift.

EU-reguleringen skaber således gode rammer for implementering af forbrugsfleksibilitet i medlemsstaternes elmarkeder. I Danmark er der etableret et systemydelsesmarked, hvor fleksibilitet fra elforbrugere og producenter udnyttes til at balancere elsystemet. Energinet har mulighed for at inddrage mindre forbrugere, f.eks. via aggregatorer, hvilket åbner for en bredere markedsdeltagelse. Den uafhængige aggregator er politisk vedtaget, men implementeringen er udskudt i flere omgange til 2027 pga. IT-udfordringer. Den uafhængige aggregator er central i forhold til at aktivere de mindre forbrugere.

Skal enheder på lavspændingsniveau bidrage på systemydelsesmarkedet er det en betingelse, at der ikke findes lokale kapacitetsbegrænsninger, såkaldte flaskehalse, som begrænser forbrugernes mulighed for at opregulere forbruget i et balanceringsøjemed.

I Danmark har netselskaberne indført Tarifmodel 3.0, som har indført tids- og sæsondifferentierede tariffer, der giver incitament til at flytte forbrug væk fra kogespidsen. Vi har også set en udvikling mod en højere grad af effektbetaling sammenlignet med energibetaling. Det gælder dog kun for virksomheder. Der findes fortsat ikke nogen fleksibilitetsmarkeder eller dynamisk tarifering i Danmark og kapacitetsbegrænsninger er ej heller prissat.

Det er Forsyningstilsynet, der skal godkende (eller afvise) tarifmetoder og netprodukter. Det gør Forsyningstilsynet på baggrund af anmeldelser fra Green Power Denmark, som på vegne af netselskaberne udvikler nye netprodukter og tarifmodeller. Anmelder Green Power Denmark ikke nogen ændringer, fortsætter den senest godkendte tarifmodel. Det er derfor netselskaberne, der – med deres naturlige monopol - har initiativretten. Der er et klart behov for at igangsætte et hurtigt arbejde med at tilpasse tarifferne til den nye virkelighed med nye store effekttræk i nettet, som beskrevet tidligere.

Implementering af EU-regler i dansk lovgivning

Det danske Folketing har ikke fundet anledning til at udnytte alle mulighederne i EU-lovgivningen til at øge forbrugsfleksibiliteten. Selvom der er en bredt forankret politisk ambition at fremme samplacering af elproduktion og elforbrug for at fremme en bedre udnyttelse af elnettet og reducere behovet for investeringer i elnettet til fordel for forbrugere og virksomheder, så fremmer dansk lovgivning kun i beskedent omfang samplacering. Reglerne for etablering af direkte linjer er aktuelt hæmmet af et såkaldt afstandskriterium, der i de fleste tilfælde umuliggør direkte linjer, og elmarkedsdirektivets artikel 38 om lukkede distributionsnet er fortsat ikke implementeret i dansk ret. Begrundelsen er, at det blev vurderet, at der ville opstå komplekse spørgsmål om adgangen til at tilkoble og distribuere egenproduceret VE-elektricitet i lukkede distributionssystemer, hvis sådanne blev tilladt³.

Direkte linje

En direkte linje er en elektricitetsforbindelse, der kobler produktions- og forbrugsanlæg direkte, og som helt eller delvist erstatter benyttelsen af det kollektive elforsyningsnet. Dette er typisk relevant, hvis et forbrugssted kan tilkobles lokal elproduktion. Det eksisterende afstandskrav indebærer, at der kun kan gives tilladelse til etablering af en direkte linje, hvis summen af længden på den direkte linje og det net, som anlægsejer skal etablere for at nettilslutte det samlede anlæg til det kollektive elforsyningsnet, ikke er længere end summen af længden på det net, anlægsejer vil skulle etablere, hvis anlæggene skulle individuelt nettilsluttes til det kollektive elforsyningsnet, uden at der blev etableret en direkte linje. Dette er det dog meget sjældent en reel mulighed.

Danske netselskaber og Folketinget har således ikke udtømt alle mulighederne for at bruge europæisk regulering til at øge anvendelsen af fleksibilitets tiltag. Den manglende danske implementering af lukkede distributionssystemer og restriktive regler for etablering af direkte linjer betyder f.eks., at den type af løsninger kun i meget begrænset omfang kan finde anvendelse i Danmark. Danmark går således også glip af investeringer, der kunne understøtte erhvervsudviklingen indenfor elektrificering af havne, transportcentre, industriklynger samt større energifællesskaber. Dette forsinkes i sidste ende den grønne omstilling.

I de EU-lande, der har implementeret artikel 38, er lukkede distributionsnet områder, hvor der distribueres elektricitet inden for et geografisk afgrænset industrielt, kommercielt eller delt serviceområde, og uden at forsyne husholdningskunder, medmindre et lille antal husstande har en naturlig tilknytning til det lukkede distributionssystem. Lukkede distributionssystemer kan således siges at være en slags større energifællesskaber på industrielt niveau.



Anbefaling

Samplacering af forbrug og produktion kan både fremme en øget elektrificering og reducere belastningen af det kollektive elnet. Det anbefales at forbedre mulighederne for samplacering og øget elektrificering, hvilket kan ske ved at lempe reglerne for direkte linjer og implementere elmarkedsdirektivets artikel 38 om lukkede distributionsnet i dansk ret.

5.1 Aktivering af fleksible forbrugere til imødekommelse af kapacitetsbegrænsninger

Som redegjort for tidligere, er det danske elforbrug i høj grad præget af faste mønstre, hvor efterspørgslen i stor udstrækning styrer prisdannelsen. Denne struktur er under forandring. Frem mod 2035 vil en stigende andel af elforbruget flyttes i tid og samles i perioder med lave priser. Hvor husholdningernes klassiske forbrug, som madlavning, er uflexibelt, kan opladning af elbiler og drift af varmepumper lettere udskydes til perioder med lavere belastning, og endda også gøre det klassiske forbrug mere fleksibelt.

Denne fleksibilitet er afgørende for at balancere et energisystem med stigende elektrificering, men den kræver aktiv styring for at undgå nye spidsbelastninger og ineffektiv udnyttelse af nettet.

For at realisere de samfundsmæssige gevinster er det afgørende at få forbrugerne til at indrette forbruget efter elnettets fysiske kapacitetsbegrænsninger. Dette kan gøres ved, at kapacitetsbegrænsningerne i nettet prissættes.

³ Energistyrelsen, *Analyse af CO₂-reduktionspotentialer ved elektrificering af dansk olie- og gasproduktion i Nordsøen*, af 4. april 2022, s. 107-108.

Ideelt set kan man prissætte kapacitetsbegrænsningerne i nettet og lade denne pris sammen med spotprisen fungere som det prissignal, forbrugerne indretter deres forbrug efter (dynamiske tariffer). Alternativt kan forbrugernes forbrug styres via aftaler om, at man – for en given pris – kan reguleres i sit forbrug inden for aftalte komfortrammer (fleksibilitetsaftaler). I tillæg hertil kan belastningen af det kollektive net reduceres ved at forbrugere og producenter i fællesskab aftaler at belaste det kollektive net i mindre grad mod en besparelse (energifællesskaber og -deling).

Nedenfor beskrives fleksibilitetsmarkeder og dynamiske tariffer, som metoder til at aktivere forbrugsfleksibilitet. Derudover beskrives energifællesskaber og -deling som en foranstaltning, der kan medvirke til at reducere spidsbelastninger i det kollektive net.

- **Fleksibilitetsmarkeder**

Fleksibilitetsmarkeder er kommercielle mekanismer, hvor evnen til at justere elproduktion eller -forbrug bliver en handelsvare. I stedet for håndfaste kontrakter mellem netselskab og netkunde, hvor netselskabet kan nedregulere netkunden, kan netselskabet indgå aftaler med aggregatorer, som har indgået aftale med et større antal forbrugere under samme hovedstation. I de perioder, hvor netselskaberne har brug for at begrænse forbruget af hensyn til nettets kapacitet, aktiveres aggregatorerne, som begrænser forbruget ved de enkelte netkunder. Denne type af ydelser kan også realiseres ved at netselskaberne indføre fleksibilitetsprogrammer eller ændre vilkår for elbilsejere, der giver netselskabet mulighed for at nedregulere ved behov.

- **Dynamiske tariffer**

Dynamiske tariffer afspejler elnettets aktuelle behov og sikrer, at forbrugere, der belaster nettet i spidsperioder, møder højere tariffer og dermed får et incitament til at ændre adfærd. Denne model fordrer investeringer i digitale teknologier, der automatiserer et fleksibelt elforbrug, som kan reagere på dynamiske udviklinger i elforbruget. Dette indebærer dog, at netkundernes evne til at tilpasse forbruget fleksibelt skal afdækkes på forhånd og indgå i udformningen af den dynamiske og ikke-lineære tarif. Dette indebærer, at denne løsning bl.a. også kan fungere i markeder med en beskeden grad af forbrugere, der ikke er meget prisfølsomme, hvilket er afgørende for muligheden for fleksibel adfærd. Dynamiske tariffer kan desuden gradueres i et hierarki af dynamiske pris-elementer, hvor hvert element er koblet til netteknisk behov (f.eks. kapacitetsbegrænsninger og balancering).

Energifællesskaber og energideling kan ligeledes aflaste elnettet i spidsbelastningsperioder ved at reducere det samlede kapacitetsbehov blandt deltagerne. Medlemmerne kan dele strøm fra fælles VE-anlæg via det kollektive elnet, og lokal kollektiv tarifiering giver økonomiske incitamenter til at tilpasse produktion og forbrug lokalt, så de balancerer.

Det kunne f.eks. være et lokalt solcelleanlæg, der producerede strøm i de samme timer i løbet af sommeren, som en lokal isproducent forbruger strømmen. Denne dynamik kan sænke omkostningerne for både fællesskabet og det samlede elnet. Dette udviklingsspor kræver dog oprettelsen af juridiske enheder og kontraktindgåelser blandt flere aktører, hvilket skaber nogle forholdsvis høje transaktionsomkostninger for deltagerne.

Selvom dette udviklingsspor fremadrettet vil bidrage med øget fleksibilitet, så vurderes potentialet dog usikkert. Energifællesskab Avedøre er et af de få eksempler på et energifællesskab, hvor strøm fra solceller deles i realtid mellem borgere og virksomheder, hvilket giver stabile priser og reducerer afhængigheden af spotmarkedet. Man kan f.eks. forestille sig en solcelleproducent, Energifællesskaber kan således sænke belastningen ved bl.a. at trække noget af forbruget bag måleren og energideling kan sænke belastningen foran måleren ved at sikre en højere grad af samtidighed mellem forbrug og produktion.

Fælles for ovenstående tiltag er, at fysisk knaphed i elnettet prissættes, og at forbrugeren får et incitament til at understøtte elnettets behov. Tiltagene kan i princippet kombineres. For eksempel kan dynamiske tariffer (implicit fleksibilitet) kombineres med særlige netprodukter (eksplicit fleksibilitet). Tilsvarende kan energifællesskaber gennem en billigere lokal fastsat tarifiering opnå lavere priser, hvis de overholder at forbrug og produktion er samtidige. Begrundelsen for den billigere tarifiering er at transport i elnettet reduceres. I alle modeller kan forbrugerne opnå besparelser, hvis de bidrager til at aflaste elnettet ved at gøre elforbruget mere fleksibelt.

Denne aktivering af forbrugere ifm. aktivering af fleksibilitet bliver i stigende grad understøttet af europæisk energilovgivning, jf. ovenfor. Ifølge smartEn, en europæisk industriorganisation, rummer EU-reguleringen aktuelt 70 bestemmelser, der fremmer fleksibilitet.

5.2 Netselskabernes rolle

På nuværende tidspunkt er det netselskaberne, der skal afgøre, om kapacitetsudfordringer skal løses ved netudbygning eller fleksibilitetsydelse.

Potentialet for fleksibilitet skal bl.a. fremgå af netudviklingsplanerne, som har til formål at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet, og herunder specifikt behovet for fleksibilitet, der kan understøtte omkostningseffektiv drift og udvikling af elnettet. Dette skal også ses i forlængelse af, at netselskaberne i deres netudviklingsplan skal dekomponere Energistyrelsens generelle analyseforudsætninger til det relevante netområde. Fremskrivning af nøgletal i netudviklingsplanerne skal tage afsæt i Energistyrelsens generelle analyseforudsætninger og evt. lokale forudsætninger og lokal viden, som netvirksomheden har valgt at inkludere.

Helt konkret skal netselskaberne samarbejde med Energinet om netudviklingsplaner, jf. EU-lovgivning⁴. Netudviklingsplanerne skal således understøtte, at markedsaktører kan agere ud fra netvirksomhedens planlægning og behov, herunder eksempelvis understøtte samspil og koordinering med kommuners varme- og energiplanlægning. Det er endvidere et krav, at netselskabet skal sikre en bred høring af alle relevante aktører. Dette sikres i praksis ved at lægge udkastet til netudviklingsplan i høring hos Forsyningstilsynet.

Netselskaberne skal i dag basere udviklingen af nettet på en gennemsigtig netudviklingsplan, hvilket indebærer offentliggørelse af netudviklingsplaner, som bl.a. skal kvantificere fleksibilitetspotentialet i netområdet. Netudviklingsplanen har en 10-årig planlægningshorisont og er ikke juridisk bindende, da netplanlægning er behæftet med usikkerhed. For at understøtte ensartethed og anvendelighed har Energistyrelsen udgivet en vejledning til netselskabernes udviklingsplaner. Her fremgår det bl.a., at fleksibilitetspotentialet bør opgøres og forstås som summen af overbelastningerne beregnet i MWh og MW på anlæggene i netområdet.

Netudbygning kan være omkostningseffektiv i stabile og forudsigelige scenarier, men i et energisystem præget af usikkerhed, teknologisk udvikling og ændret forbrugeradfærd kan samfundsøkonomien med fordel vurderes bredere end blot laveste gennemsnitlige anlægsomkostning over 40 år. Markedsbaseret fleksibilitet reducerer risikoen for overinvestering og lock-in ved at tilbyde skalerbare og reversible løsninger, der kan tilpasses faktiske behov over tid.

⁴ Se artikel 57 i Europa-Parlamentets og Rådets forordning om det indre marked for elektricitet (2019/943). Det fremgår af artikel 57, at distributionssystemoperatører og transmissionssystemoperatører samarbejder med hinanden om planlægning og drift af deres net "med henblik på at sikre koordineret adgang til ressourcer såsom decentral produktion, energilagring og fleksibelt elforbrug, der kan støtte såvel distributionssystemoperatørers som transmissionssystemoperatørers særlige behov".

Energistyrelsens Vejledning til netudviklingsplaner 2025 om fleksibilitetspotentialer

"Nuværende benyttelse af fleksibilitet

Netvirksomhed bedes redegøre for nuværende brug af fleksibilitet i forbindelse med drift og netudbygning samt den forventede benyttelse af fleksibilitet, herunder f.eks. brug af begrænset netadgang og tidsdifferentierede tariffer samt effekten herfra og evt. tanker om hvordan netvirksomheden helst ser fleksibilitet udbudt fra fleksibilitetsudbydere (såsom aggregatorer) mhp. at imødekomme deres efterspørgsel efter fleksibilitet bedst muligt.

Samlet fleksibilitetspotentialer

Her efterspørges det samlede fleksibilitetspotentialer, der skal forstås som summen af overbelastningerne beregnet i MWh og MW på netanlæggene i netområdet fordelt på spændingsniveauer og i de angivne tidsperioder. Det kunne f.eks. være summen af overbelastningerne på alle 60/10 kV stationerne. Beskriv gerne evt. forhold for det samlede fleksibilitetspotentialer, således læseren har en klar idé om hvordan tallet skal tolkes."

Energistyrelsen vurderer, at potentialer kan opgøres som en værdi, der er baseret dels på udbredelsen af tilsluttede fleksible elforbrugsaktiver, som f.eks. varmepumper, batterier og ladestandere, og evt. også fleksibilitet fra industrien eller bestemte sektorer, og hvor meget belastningen på nettet kan justeres for netområdet.

Netselskaberne definerer typisk fleksibilitetspotentialer på baggrund af følgende kriterier:

- Komponentbelastning 100-120%
- Mere end 4 sammenhængende overbelastningstimer set over et år

Det er dog langt fra alle netselskaber, der til fulde udnytter vejledningens anbefalede praksis. I RAH Nets seneste netudviklingsplan fremhæves det bl.a., at "netinfrastrukturen for 10 og 04 kV forventes ikke til at kunne klare den effektstigning der opstår af den forventede elektrificering, men det har ikke været muligt sætte tal på denne stigning". Dette indebærer, at RAH Net helt har underladt at opgøre fleksibilitetsbehovet. Eftersom Energistyrelsens energifaglige bemærkninger primært begrænser sig til netselskabets egne analyseforudsætninger, herunder deres konsistens og samspil med de fælles analyseforudsætninger, så har undladelsen af opgørelsen af fleksibilitetsbehovet ikke givet anledning til yderligere kommentarer fra Energistyrelsen.

Der er således et fravær af kvalitetskrav til beskrivelsen af fleksibilitetspotentialer i netudviklingsplanerne, og de antagelser som gøres i forhold til at beskrive kapacitetsbegrænsningerne, hvilket reducerer anvendeligheden. Det kunne styrke kvaliteten af netudviklingsplanerne, hvis Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner i højere grad blev formuleret som krav i stedet for vejledende anbefalinger.

Det kan endvidere bemærkes, at der ikke findes offentligt tilgængelige opgørelser over netselskabernes tilslutningstider. I forbindelse med det stigende behov for netforstærkning i distributionsnettet, forventes netselskabernes tilslutningstider at stige – særligt i fraværet af forbrugsfleksibilitet. Det fremstår derfor hensigtsmæssig at følge op på Forsyningsstilsynets anbefaling fra 2024 om, at netvirksomhederne enten af egen drift eller alternativt forpligtes til en ensartet opgørelse nettilslutningstiderne. Dette vil også skabe et incitament til en endnu mere omkostningseffektiv drift af netområderne.



Anbefaling

Det anbefales, at Folketinget fastsætter tidsfrister for nettilslutningstiderne på forskellige spændingsniveauer og forskellige kundekategorier.

**Anbefaling**

For at producenter, forbrugere, aggregatorer og andre aktører kan agere ud fra netvirksomhedens reelle kapacitetsbehov, bør der fremgå en ensartet og formel metodik for kortlægning af nettets kapacitet og udbygningsbehov. Dette vil være et nødvendigt grundlag for udvikling af fleksibilitetsydelser som dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder.

5.3 Indtægtsrammeregulering og anvendelsen af fleksibilitet

Rammen for netselskabernes tarifiering og netprodukter er netselskabernes indtægtsrammeregulering. Netvirksomhederne har monopol på distribution af el i deres geografiske bevillingsområder og indtægtsrammereguleringen fastsætter, hvor meget netselskaberne må opkræve for at drive og vedligeholde elnettet.

En vigtig del af reguleringen er omkostningsrammen, som bygger på selskabernes tidligere driftsomkostninger, justeret efter hvor meget aktivitet der er, og hvordan priserne udvikler sig. Derudover får selskaberne lov til at tjene en reguleret forrentning på deres investeringer i elnettet. Reguleringen indeholder også krav om effektivisering, så netselskaberne hele tiden skal arbejde på at drive nettet billigere og bedre, og benchmarking bruges til at se, hvem der er mest og mindst effektive. Hvis leveringskvaliteten eksempelvis er lav, fx ved mange strømafbrydelser, kan indtægtsrammen blive sat ned. Dette skaber et incitament til at holde en høj og stabil leveringskvalitet. Rammen giver også netselskaberne mulighed for at få dækket omkostninger til cybersikkerhed og beredskab, bl.a. som følge af NIS2- og CER-kravene.

Derudover indeholder indtægtsrammereguleringen et automatisk tillæg baseret på objektive indikatorer for den forventede elektrificering af elsystemet og et tillæg efter specifikke ansøgninger i tilknytning til udvidelser af det overordnede højspændingsnet. Set i forhold til netvirksomhedernes samlede økonomi udgør disse to tillæg en mindre del af den samlede ramme, da hovedparten af en investering først afspejles fuldt ud i indtægtsrammen efter den næste femårige reguleringsperiode. Den løbende kalibrering af indtægtsrammerne – som bygger på de faktiske omkostninger fra den foregående femårige periode – dækker typisk omkring 75-90 procent af en investerings nutidsværdi. Det skyldes, at elnetaktiver har en forventet økonomisk levetid på ca. 40 år, og at investeringens omkostninger først slår fuldt igennem i indtægtsrammen efter 6-10 år. De resterende omkostninger dækkes af den automatiske indikator og ansøgningsbaserede tillæg således at de fulde omkostninger indregnes over tid.

Reguleringen skal ramme en svær balance. Den skal på den ene side sikre, at netselskaberne får lov til at investere og øge andre omkostninger på basis af forventede fremtidige behov drevet af elektrificering.

Reguleringen skal på den anden side sikre, at netselskaberne udnytter fleksibilitetspotentialen omkostningseffektivt. Det betyder, at fleksibilitet bør erstatte netudbygning, når det er den mest økonomiske måde at imødekomme kundernes behov for kapacitet. Overordnet set er reguleringen af netvirksomheder, herunder det nye elektrificeringstillæg, indrettet som en incitamentsbaseret model, hvor selskaberne får økonomiske rammer og styringssignaler, som de selv planlægger drift og investeringer inden for. Det betyder, at netvirksomhederne i vidt omfang træffer deres investeringsbeslutninger uden behov for myndighedsgodkendelse af de enkelte projekter og i stedet reagerer på de økonomiske incitament, som reguleringen lægger op til.

Intentionen med reguleringen har været at balancere to risici:

- **For sen og begrænset netudbygning** som følge af restriktive krav kan forsinke og fordyre elektrificeringen.
- **For tidlig og omfattende netudbygning** kan derimod underminere muligheden for at anvende fleksibilitet til at reducere fysiske investeringer.

Den nuværende reguleringsmodel indeholder elementer, der understøtter denne balance. Netselskaberne får fastlagt indtægtsrammer for femårige perioder – den nuværende udløber i 2027. Det automatiske tillæg til indtægtsrammen er ikke afhængig af, om der rent faktisk foretages en netudbygning. Det automatiske tillæg giver derfor selskaberne incitament til at minimere investeringer ved at flytte forbrug væk fra tidspunkter og områder med flaskehalse. For ansøgningsbaseret udbygning i højspændingsnettet dækkes kun 40 pct. af den

udgift som opgøres via en standardberegning som forhøjelse af indtægtsrammen. Dette motiverer yderligere til at udnytte fleksibilitet frem for netudbygning, når forsyningssikkerheden kan sikres billigere.

I tillæg til de automatiske tillæg presser benchmarking også netselskaberne til at levere omkostningseffektive løsninger. Her sammenlignes omkostningsniveauer via komplekse modeller, der korrigerer for forskelle i kundegrundlag. Men der er udfordringer: Benchmarkingen bygger på historiske investeringer i netaktiver som proxy for kvalitet og ydelsesniveau. Med andre ord tolkes flere fysiske investeringer som bedre service. Denne logik går igen i automatiske indikatorer for øgede indtægtsrammer, hvor antal elmålere, netstationer og leveret strøm udløser tillæg selvom øget fleksibilitet netop kan reducere behovet for netstationer.

Hovedelementer i regulering af indtægtsrammer for netselskaber

Indtægtsrammen udgør det højeste beløb, som netvirksomheden kan oppebære som indtægt ved driften af netvirksomhedens bevillingspligtige aktivitet. Indtægtsrammen indeholder følgende hovedelementer:

- **Omkostningsrammen:** Rammen er baseret på de gennemsnitlige omkostninger i foregående periode.
- **Forrentningsrammen:** Rammen er baseret på en tilladt forrentning af de gennemsnitlige aktivbaser i foregående periode.
- **Justering for ændret aktivitetsniveau og pristalsudvikling:** Omkostningsramme og forrentningsramme indekseres med udviklingen i aktivitetsniveau og pristal.
- **Effektiviseringskrav:** Kravene er baseret på hhv. benchmarking og den generelle produktivitetsudvikling og fratrækkes indtægtsrammen for at tilskynde netvirksomhederne til at effektivisere sin drift.
- **Leveringskvalitetskrav:** Kravet for leveringskvalitet fratrækkes indtægtsrammen for at tilskynde netvirksomhederne til at levere en acceptabel distribution af el til kunden.
- **Nettabstillæg:** Tillægget er baseret på andelen af nettab i foregående periode og justeret til den pågældende elpris i reguleringsåret.
- **Justeringer til rammerne:** Justeringerne kan foretages på baggrund af ansøgninger om forhøjelse, f.eks. som følge af nye investeringer, eller andre løbende justeringer fastsat ved lov.

Fra 1. januar 2025 er det nye elektrificeringstillæg implementeret, hvilket øger netvirksomhedernes indtægtsrammer, som er det maksimale beløb de må opkræve fra brugerne af eldistributionsnettet over tariffer, tilslutningsbidrag mv. Det skal sikre, at netvirksomhedernes økonomi understøtter et tilstrækkeligt stærkt eldistributionsnet til gavn for den grønne omstilling. I forlængelse heraf er den eksisterende automatiske indikator justeret, hvilket indebærer, at tillægget nu baseres på udviklingen i tre faktorer: 1) antallet af elmålere, 2) antal netstationer og 3) antal leveret kWh i lavspændingsnettet, der alle vægtes med 0,43.

Indikatoren skal automatisk dække meromkostningerne til at håndtere det øgede elforbrug fra de små elforbrugere i alle dele af eldistributionsnettet, dvs. både i lav-, mellem- og højspændingsnettet, hvilket bidrager til at forenkle tildelingen af tillæg. Med den seneste tilpasning vil en netvirksomhed, der oplever en stigning i én af de tre faktorer på 1 pct., få en stigning i indtægtsrammen på 0,43 pct., mens en stigning på f.eks. 1 pct. i alle de tre faktorer vil medføre en samlet stigning på 1,29 pct.

Det kan bemærkes, at Energistyrelsen har fået til opgave at udarbejde det analytiske grundlag og fremadrettet genberegne elektrificeringstillægget ved hjælp af en ny netmodel. Den første vurdering foreligger i 2027 med eventuel justering fra den 1. januar 2028, hvor den næste reguleringsperiode for netselskaberne starter. Energistytrelsens netmodel skal styrke datagrundlaget, understøtte elektrificeringen og genberegne netselskabernes investeringsbehov. Energistytrelsens netmodel til fremskrivning af investeringsbehovet i eldistributionsnettet i Danmark skal anvendes til at vurdere aggregerede merinvesteringsbehov i eldistributionsnettet på landsplan.

Energistyrelsens scenarier

For at skabe de bedste rammer for at vurdere netselskabernes konkrete investeringsbehov, er det nødvendigt at forbedre de scenarier, som Energistyrelsen udarbejder til Energinets netplanlægning. Disse scenarier bruges i dag af netselskaberne.

Scenarierne skal i langt højere grad bygge på gennemsigtige antagelser om, hvordan teknologi og relative omkostninger driver udviklingen mod et mere decentraliseret energisystem. Udfaldsrummet er stort, og forskellige antagelser har betydelige konsekvenser for investeringsniveauet.

Et eksempel er elbiler: På kort sigt kan incitamenter til opladning på bestemte tidspunkter reducere behovet for investeringer i DSO-nettet. På længere sigt kan Vehicle-to-Grid (V2G) ændre billedet, da elbiler kan levere strøm tilbage til nettet – hvilket kræver et net, der understøtter strømflytning. Det kan spare store omkostninger andre steder i systemet og reducere behovet for balanceringskapacitet.

Et andet eksempel er opsætning af vedvarende energikapacitet tæt på forbrugerne, især solceller hos industri og servicevirksomheder. Meromkostningen i forhold til store markanlæg bliver stadig mindre og kan opvejes af lavere nettatariffer og indtjening fra balancering. EU's bygningsregulering understøtter også denne udvikling. Alt andet lige vil dette reducere behovet for både TSO- og DSO-net.

Derfor kræves en langt mere åben proces omkring Energistyrelsens årlige scenarier og deres forudsætninger. Konkret bør beregninger af fremtidige omkostninger ved forskellige elproduktionsanlæg indarbejdes systematisk og transparent. Det skal også fremgå, hvordan placeringen af disse anlæg i nettet påvirker behovet for netudbygning. Endelig skal scenarierne eksplicit tage højde for fleksibilitetens betydning for netinvesteringer og for aflønning af strømproduktion fra forskellige kilder.

Forud for udarbejdelse af forslag til analyseforudsætningerne bør Energistyrelsen indhente og drøfte input til udvikling de relevante forhold blandt centrale aktører i forhold til udviklingen inden for produktion- og forbrugsforhold.



Anbefaling

Det anbefales, at Energistyrelsen videreudvikler de scenarier, som udarbejdes til Energinets og netselskaberne planlægning. Scenarierne bør bygge på gennemsigtige antagelser om, hvordan teknologi og relative omkostninger driver udviklingen mod et mere decentraliseret energisystem, og det skal sikres, at Energistyrelsen indhenter og drøfter input med centrale aktører forud for udarbejdelse af analyseforudsætningerne.

Incitamenter til investering i netudbygning vs. fleksibilitet

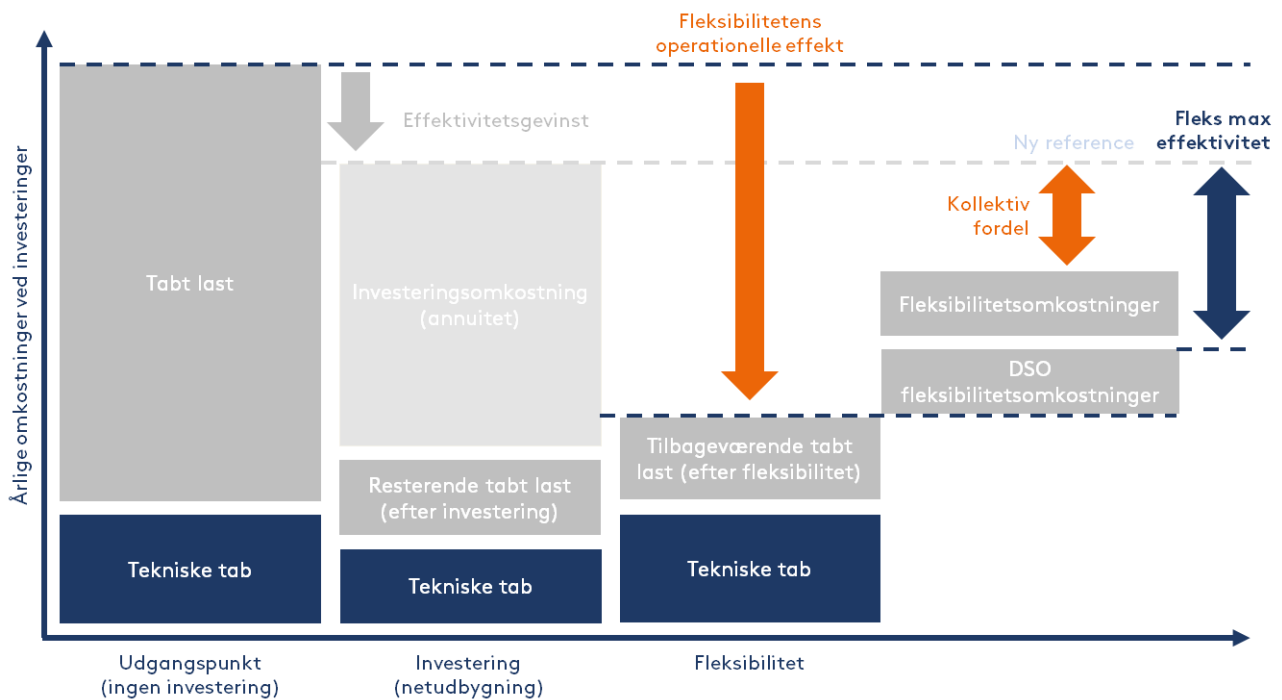
Når et elnetselskab konstaterer, at der er behov for en netudbygning eller netforstærkning, vil der som hovedregel foretages nyinvesteringer, som også kan imødekomme nuværende og forventede fremtidige produktions- og forbrugsforhold. Dette skyldes primært, at graveomkostningerne udgør en betydelig andel af netinvesteringerne, mens f.eks. kabeltykkelse har mindre økonomisk betydning.

Netvirksomhedsbekendtgørelsen giver dog mulighed for alternative løsninger til netinvesteringer såsom anskaffelse af fleksibilitetsydelse. På nuværende tidspunkt er der dog endnu ikke etableret et fleksibilitetsmarked eller indført dynamiske tariffer i et dansk netområde, jf. tidligere.

Ved aktivering af forbrugsfleksibilitet er der mulighed for at optimere udnyttelsen af den tilgængelige kapacitet, og dermed kunne udskyde netinvesteringer. Set fra elnetselskabernes perspektiv vil aktivering af forbrugsfleksibilitet imidlertid have færre fordele, end den samfundsmæssige gevinst. Elnetselskaberne vil i mange situationer opnå en effektiviseringsgevinst ved en investering i elnettet, som elnetselskaberne vil benytte som reference i forhold til, hvad der kan opnås på et muligt fleksibilitetsmarked. I beregningen indgår elnetselskabets fleksibilitetsomkostninger. Dette er illustreret i figur 7, hvor elnetselskabets gevinst ved aktivering af fleksibilitet fremgår ved "Fleks max effektivitet".

Hvis effektivitetsgevinsten er større end "Fleks max effektivitet", vil det være en bedre forretning for elnetselskabet at udbygge elnettet fremfor at indføre et fleksibilitetsmarked. Det er således ikke kun vigtigt, at netkunderne har lave transaktionsomkostninger ifm. levering af fleksibilitetsydelser. Det samme gør sig gældende for det enkelte netselskab, som i udgangspunktet skal afholde omkostninger til udvikling og drift af fleksibilitetsmarkeder.

Figur 8. Flexibilitetens operationelle effekt



Anm. Flexibilitetsgevinsten for netvirksomheden skal vurderes i forhold til den nye reference, hvor 'Fleks max effektivitet' er den operationelle effekt, der er tilbage efter investering og fratrukket DSO'ens fleksibilitetsomkostninger.

Når et netselskab skal afveje behovet for fleksibilitetsydelse og netudbygning, så er der flere forhold, der taler for netudbygning. Det skyldes bl.a., at indtægtsrammereguleringen belønner kapitalinvesteringer, når selskaberne investerer i nye kabler, transformere eller stationer, da den regulerede aktivbase hermed øges, og dermed stiger den tilladte forrentning. Denne mekanisme giver en stabil og forudsigelig indtjening for netselskaberne.

For netselskaber, der prioriterer stabilitet, fremstår netudbygning derfor ofte som det sikreste valg. Dette underbygges også af høringssvar vedr. forslag til lov om ændring af lov om elforsyning i efteråret 2020, hvor Dansk Energi vurderede, at indtægtsrammereguleringen ikke sikrer ensartede incitamenter for netvirksomhederne til at anvende hhv. tariffer og netprodukter på den ene side og indkøb af fleksibilitet på den anden side. Dansk Energi vurderede, at benchmarkingmodellen indebar en skævvridning til fordel for investering i traditionel netforstærkning.



Anbefaling: Større gennemsigthed i netudviklingen

Det anbefales, at Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner i højere grad følges. Dette kan f.eks. gøres ved, at behovsvurderingen (pkt. 8 i vejledningen) gøres til et lovkrav og ikke blot en vejledende anbefaling.

6. To spor – dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder

Dynamiske tariffer og fleksibilitetsmarkeder repræsenterer to forskellige tilgange til at håndtere belastningen på elnettet.

Dynamiske tariffer er en reguleringsmodel, hvor prisen for netadgang løbende justeres efter den aktuelle belastning og netkunders (forbrugerens) fleksibilitetsfunktion. For at sikre en hensigtsmæssig brug af elnettet, vil tarifferne stige i spidslastperioder og falde i lavlasttimerne. Dette giver alle netkunder et økonomisk incitament til at flytte forbruget til tidspunkter med mindre pres på nettet.

Det er en løsning, hvor prissignalet fastsættes på baggrund af den fysiske belastning, og forbrugeren reagerer ved automatisk at tilpasse sit forbrug via en digital platform. Tarifsystemet baserer sig på dynamiske prissignaler, der indebærer, at hver netkunde eller netkunde-gruppe modtager et særskilt og tidsvarierende prissignal via en lokal controller, et måleapparat, der muliggør eventuel planlægning af produktion og forbrug bag måleren med det formål at minimere de samlede omkostninger for alle parter. Her kræves således ikke individuel feedback fra forbrugerne, og netselskaberne kan kun se den samlede reaktion fra forbrugerne på priserne på systemniveau.

Fleksibilitetsfunktionen forklaret

En fleksibilitetsfunktion kan beskrives som en dynamisk mekanisme, der angiver, hvordan en forbruger reagerer på et prissignal. Flexibilitetsfunktionen tager udgangspunkt i tre centrale faktorer: efterspørgsel, forbrugspræferencer og pris. Den beskriver, hvordan belastning eller produktion kan tilpasses dynamisk i takt med ændringer i markedspris og tilgængelig kapacitet. På den måde bliver fleksibilitetsfunktionen et centralt værktøj til at modellere og optimere fleksibilitet, så anlæg kan reagere effektivt på variationer i både net- og markedsbehov. Funktionen viser således, hvordan elforbrugeren og systemet bevæger sig fra en initial tilstand til en ny ligevægt over tid.

Fordelen ved en fleksibilitetsfunktion sammenlignet med et enkelt tal, der beskriver fleksibilitet, er, at mens et enkelt tal måske kan forklare én egenskab ved fleksibiliteten, kan det ikke beskrive den fulde dynamiske adfærd. Hvis man ser bort fra dynamikken, ender man med karakteristika, der kun er gyldige, når systemet befinder sig i en bestemt tilstand. Et eksempel er temperaturstyring i bygninger, hvor statiske beskrivelser kun er valide, så længe temperaturen holdes konstant. Derfor er statiske karakteristika af fleksibilitet mindre anvendelige. Adaptive algoritmer kan udnytte denne funktion ved løbende at justere deres parametre baseret på feedback fra omgivelserne, hvilket gør dem særligt værdifulde i komplekse systemer.

Fleksibilitetsmarkeder fungerer derimod ofte som en handelsplatform, hvor fleksibilitet købes og sælges som en vare. For mindre forbrugere foretages handel via aggregatorer, som samler forbrugsfleksibilitet fra flere kunder. Aggregatorer byder ind i det marked, som netselskabet har introduceret, når der er behov for at undgå overbelastning. Flexibilitetsmarkeder kan indrettes på mange forskellige måder, der kan fremme investeringer i fleksible aktiver. I en dansk kontekst vil en model, der baserer sig på anskaffelse af fleksibilitetsydelse fra forbrugerne, der automatisk og på implicit vis nedregulerer det lokale elforbrug i spidsbelastningsperioder, sandsynligvis indeholde det største potentiale, da forbrugerne må antages at kende deres præferencer bedst og i det omfang netkunderne eksponeres for et prissignal, der udspringer af elnettets behov, så vil en rationel markedsadfærd samlet set kunne skabe et optimalt resultat.

Fra 1. oktober 2025 skiftede det danske og europæiske elmarked til afregning i 15-minutters intervaller frem for timeintervaller, hvilket øger datakvaliteten og skaber et endnu bedre udgangspunkt for at håndtere eventuelle lokale signaler.

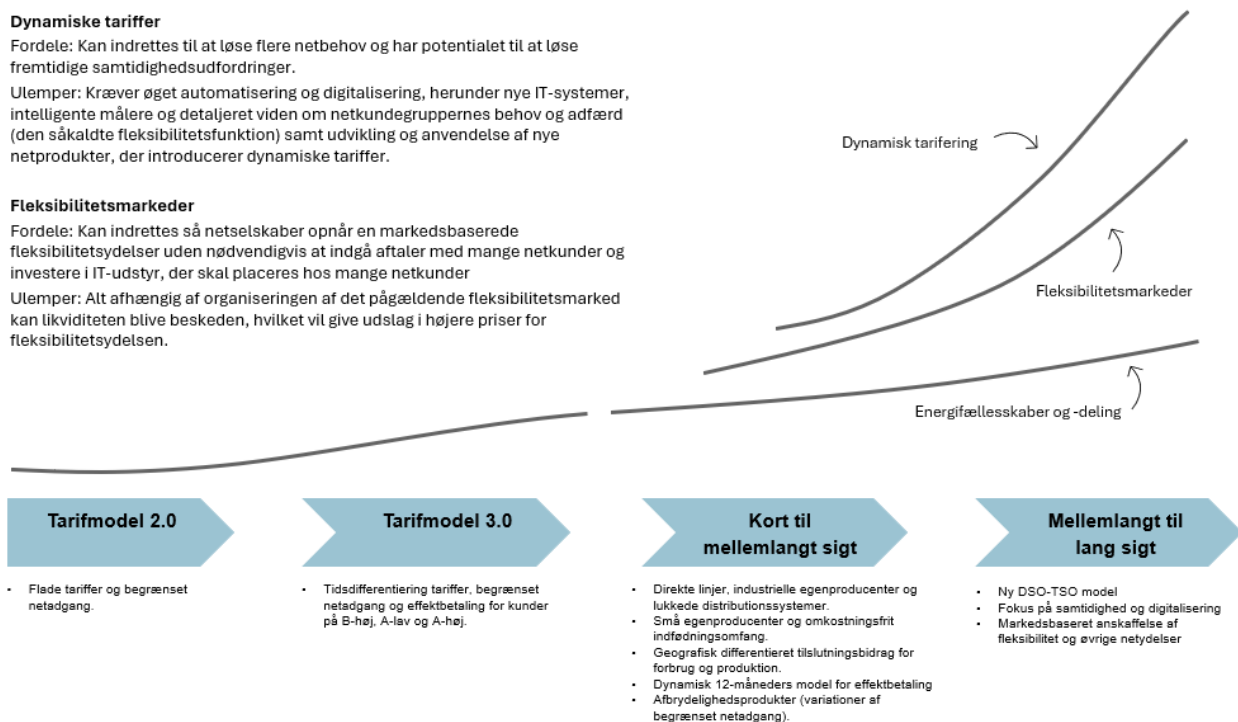
Fælles for udviklingssporene er, at:

- 1) Netselskaberne skal afdække elnettets kapacitetsbegrænsning samt indsamle forbrugs- og produktionsdata for netstationen (dataafklaring).
- 2) Disse kapacitetsbegrænsninger skal prissættes eller markedsføres, så markedsaktører kan modtage et prissignal om at øge eller mindske belastningen. Denne prissætning kan enten udfolde sig via et fleksibilitetsmarked eller via dynamiske tariffer. I begge tilfælde kan specifikke netprodukter udvikles, hvor netselskabet eller en operatør kan nedregulere en del af forbrugernes forbrug, f.eks. en elbil og varmepumpe, mod en lavere tariffbetaling eller kompensation (prissætning).
- 3) Det stiller nye IT-krav, herunder krav til cybersikkerhed. Det er Green Power Danmarks vurderingen, at energibranchen aktuelt står godt rustet ift. cybersikkerhed med samarbejdet i regi af SektorCERT.

I et system med dynamisk tarifiering har aggregatorene to centrale opgaver. For det første skal de optimere indkøbet af elektricitet på engrosmarkedet, så strømmen købes til den mest fordelagtige pris. For det andet skal de omsætte signaler fra elsystemet til enhedsbaserede priser, der motiverer forbrugerne til at reagere på en måde, som understøtter en stabil og effektiv drift af nettet.

På fleksibilitetsmarkeder er opgaverne tilsvarende, men med en vigtig forskel. Her handler det ikke kun om at optimere indkøbet på engrosmarkedet, men også om at påvirke slutbrugernes elforbrug gennem prissignaler, der afspejler belastningen i den lokale netstation. På den måde kan forbruget tilpasses, så det mindsker pres på nettet og sikrer en mere balanceret energiforsyning.

Figur 9. Forskellige udviklingsspor har forskellige fleksibilitetspotentiale



Ovenstående figur giver et overblik over netprodukter og tarifmodeller, der fremmer forbrugsfleksibilitet, og giver et bud på hvilke fokusområder, der bliver centrale det kommende årti. På kort sigt forventes reglerne for direkte linjer at blive lempet og muligheden for at etablere lukkede distributionssystemer at blive godkendt. Derudover forventes Forsyningstilsynet at godkende de tarifmodeller, f.eks. geografisk differentiering for forbrug, at blive godkendt. På mellemlangt sigte forventes forskellige afbrydelighedsprodukter at blive lanceres af flere netselskaber og på langt sigt forventes netselskaberne at introducere markedsbaserede løsninger på kapacitetsudfordringerne samt en ny DSO-TSO model, hvor distributionsoperatørerne afholder de direkte omkostninger ved deres anvendelse af transmissionsnettet.

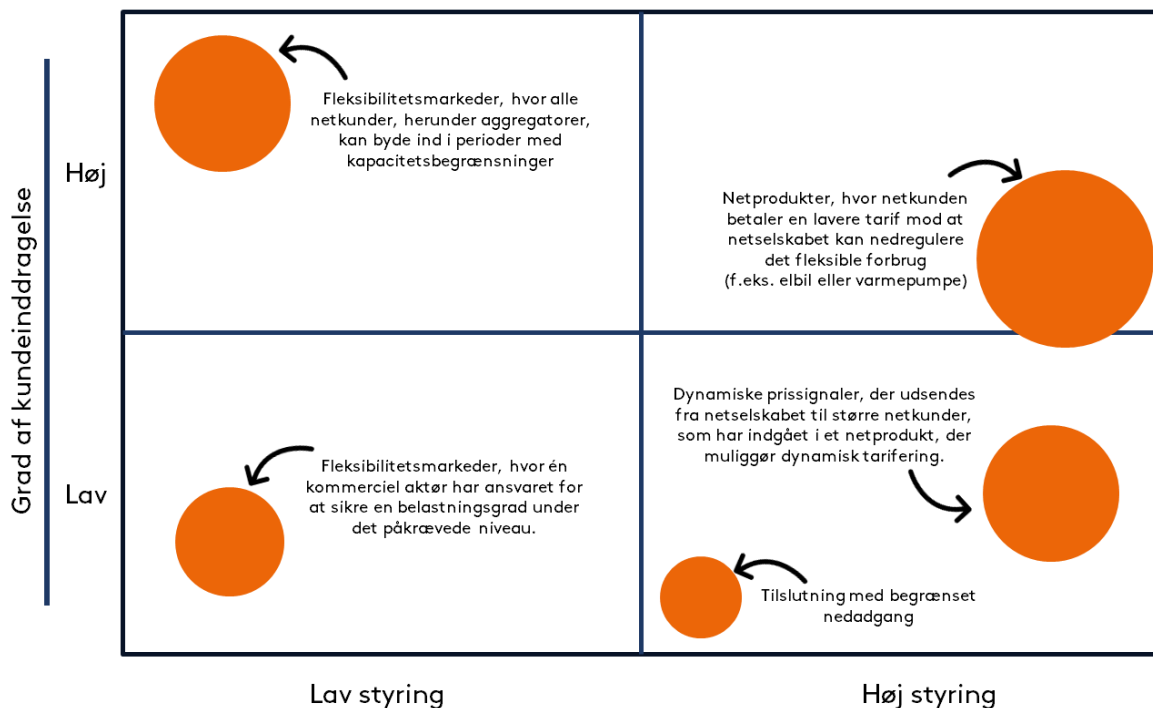
Det fremgår af Forsyningstilsynets arbejdsprogram 2026-2028, at tilsynet i 2026 forventer at indlede en dialog med Green Power Denmark om indholdet af en kommende branchevejledning om en ny tarifmodel. Dialogen vil omhandle, hvordan Green Power Denmark med branchevejledningen bedst sikrer, at vi efterfølgende vil kunne godkende de tarifmetoder hos de enkelte elnetvirksomheder, som er baseret på vejledningen. Formålet med den indledende dialog er bl.a. at forkorte sagsbehandlingstiden og afdække muligheden for en fælles tarifmodel for Energinet og netselskaberne.

Energinet og Green Power Denmark har igangsat et arbejdet med at udvikle en fælles tarifmodel, der skal bidrage til at optimere driften af det samlede danske elsystem. Denne model forventes at træde i kraft den 1. januar 2029, hvilket er sent i forhold til de aktuelle udfordringer, som elnettet står med

Et afgørende element i vurderingen af fleksibilitetstiltag er netselskabets ønskede grad af styring. I nedenstående figur illustreres, hvordan dette hensyn samt kundeinddragelsen kan afvejes ved forskellige

fleksibilitetsløsninger, og hvor netselskaberne har forskellige grader af styring med forbrugsadfærden og forbrugerne har forskellige grader af engagement i forbrugsfleksibiliteten, f.eks. nedregulering.

Figur 10. Oversigt over forskellige fleksibilitetsløsning opdelt efter kundeinddragelse og netselskabets styring



Både Tarifmodel 2.0 og Tarifmodel 3.0, som er de senere års større tarifændringer, indeholder initiativer, der i et begrænset omfang fremmer forbrugsfleksibilitet. For at sikre øget effekttilstrækkelighed og nettilstrækkelighed er det nødvendigt at bringe alle relevante løsninger i spil, herunder øget mulighed for at etablere systemer, der kan aflaste det kollektive elnet, og en ændret tarifstruktur mellem transmissions- og distributionsniveau, så det fremadrettet kun bliver de kunder, som belaster transmissionsnettet, der også afholder omkostningerne hertil. De aktuelle tariffer på transmissionsniveau har faste satser, hvilket delvist underminerer incitamentet til at agere fleksibelt. Det er Energinet, der er transmissionsoperatør, og de øvrige netselskaber befinder sig på distributionsniveau.

DSO-tilsluttet forbrugsanlæg, f.eks. batterier, betaler således fuld TSO-tarif, selvom elektriciteten ikke nødvendigvis påvirker transmissionsniveauet. Dette medfører bl.a. et betydeligt forvriddingstab for batteriinvesteringer, men det modvirker også helt generelt en bedre udnyttelse af DSO-nettet, da incitamenterne ikke afspejler en omkostningseffektiv anvendelse af de to niveauer, distribution og transmission, i elnettet.



Anbefaling

Aktuelt er der begrænset koordinering mellem tarifstrukturen på TSO- og DSO-niveau. Det anbefales, at TSO-tariffer i videst mulige omfang tilpasses, så det komplementerer DSO-tariferingen, eller at DSOerne effektivt afholder omkostningerne til anvendelse af TSO-nettet.

6.1 Vejen til dynamiske tariffer

Dynamiske tariffer, der afspejler de faktiske forhold i elsystemet, kan øge omkostningseffektiviteten og skabe stærkere incitament til effektiv markedsadfærd. En kombination af geografisk og tidsmæssig differentiering er særligt relevant for elbiler, elektriske varmeløsninger og lagringsenheder, der kan levere fleksibilitet på systemniveau. For at kunne udsende præcise prissignaler forudsætter det dog, at det dynamiske tariffsystem har adgang til detaljeret information om forbrugernes adfærd og præferencer (den såkaldte fleksibilitetsfunktion). Dynamiske tariffer er hidtil forsøgt på forsøgsbasis, men ingen netselskaber har endnu anmeldt mulige modeller til Forsyningstilsynet.

Dynamiske tariffer er mest effektive, når de kombineres med smarte målere og overvågning af de relevante netkomponenter. Imidlertid er dynamisk differentiering relativt kompleks, da det kræver et højt niveau af automatisering, herunder cybersikkerhed, og dermed øgede implementeringsomkostninger, samt hyppigere og mere avancerede beregninger og fakturering. Hvis systemet ikke implementeres effektivt, kan det derfor komme i konflikt med andre centrale tarifmæssige principper som enkelhed, forudsigelighed og gennemsigtighed. Derfor bør den ekstra værdi for visse netbrugere, f.eks. husholdninger, vurderes nøje. Casestudier viser, at det godt kan lade sig gøre, og der er pæne økonomiske gevinster.

Casestudie

Et casestudie fra Sønderborg¹ illustrerer potentialet for dynamiske tariffer. Studiet tager udgangspunkt i varmforsyningen til 19 boligblokke med i alt 432 lejligheder. Her blev et dynamisk prissignal udviklet på baggrund af model for baseline-forbrug, prissignal samt forventede prisrespons, hvilket udgjorde parametrene for vurderingen af fleksibilitetsfunktionen. I dette studie resulterede det dynamiske tarifregime en samlet reduktion i varmeomkostninger på 46,6 pct., og spidsbelastningsperioderne om morgenen og aftenen blev reduceret med op til 84,4 pct. Dette udviklingsspor rummer således et betydeligt potentiale.

Dynamiske tariffer, der afspejler belastning i realtid, kræver i denne kontekst forudgående viden om forbrugernes præferencer, hvilket kræver betydelige ressourcer ift. dataindsamling og -bearbejdning hos enten netselskabet eller en privat aktør.

Dette kan tale for at fokusere på store netkunder til en start. Ifølge ACER (2025) bliver forekomsten af systemspidsbelastninger stadig mere uforudsigelig, hvilket også taler for en øget anvendelse af dynamiske tariffer. "Derfor giver dynamiske prissignaler – altså signaler tættere på realtid, som bedre afspejler de faktiske systemforhold – en større værdi end traditionelle statiske tidsdifferentierede eller geografiske signaler. Det bidrager til at reducere omkostningerne til elnettet," vurderer ACER.

Anvendelse af dynamiske tariffer ville først og fremmest kræve, at (i) netselskaberne udviklede en eller flere metoder herfor, (ii) anmeldte metoden til Forsyningstilsynet, og at (iii) Forsyningstilsynet godkendte metoden. Herefter ville netselskaberne, der ønskede at gøre brug af metoden, (iv) skulle indgå i dialog med de relevante netkunder for at afdække deres fleksibilitetsfunktion for at afdække systemets optimale struktur.



Anbefaling

Det anbefales at påbegynde arbejdet med at implementere dynamiske tariffer. Dynamiske tariffer kan give mere præcise prissignaler, der afspejler den aktuelle belastning i elnettet, og dermed skabe stærkere incitamenter til fleksibelt forbrug. Trods øget ressourcemæssige krav til udviklingen af dynamiske tariffer, så har de potentialet til at understøtte et samfundsøkonomisk og omkostningseffektivt elsystem.

Hvordan dynamisk tarifiering kan implementeres afhænger af, hvorvidt det organiseres som et marked eller ses i sammenhæng med nye netprodukter, hvor større virksomheder f.eks. kan modtage et dynamisk prissignal efter clearing af spotmarkedspriserne har fundet sted og nogle timer før nedregulering. Først og fremmest skal der udvikles en ny metode, der skal anmeldes og godkendes af Forsyningstilsynet. Dernæst skal netselskabet, hvis der er tale om et særskilt netprodukt, opsøge og informere mulige kunder herom, og slutteligt skal måleudstyr opsættes og kontrakter mellem netselskab og netkunde indgås.

6.2 Vejen til fleksibilitetsmarkeder

Fleksibilitetsmarkeder er en måde at sikre sig markedsbaserede fleksibilitetsydelser på, og derved sikre lavere effektbehov, hvilket kan reducere omkostningerne til netudbygning.

I 2018 og 2019 demonstrerede et forsøgsprojekt⁵ på Bornholm de mulige fordele og ulemper ved fleksibilitetsmarkeder. Projektet, EcoGrid 2.0, omfattede omkring 800 husholdninger, der ejede en fleksibel elektrisk varmeenhed og var udstyret med en intelligent elmåler samt nødvendig kommunikations- og kontrolteknologi. Studiet fandt, at fleksibilitetsydelser i distributionsnettet kan fungere som en forsikringsordning mod overbelastning og strømafbrydelser, da sådanne ydelser i de fleste tilfælde ikke er

⁵ Heinrich, C., Ziras, C., Syri, A. L. A., & Bindner, H. W. (2020). EcoGrid 2.0: A large-scale field trial of a local flexibility market. Applied Energy

nødvendige og har minimal effekt. Studiet viste desuden, at aggregatorer pålideligt kan levere belastningsreduktionstjenester.

Forsøgsprojektet, der blev ledet af Dansk Energi, konkluderede bl.a., at det er muligt at "styre fleksibiliteten fra private husholdninger i stor skala og udnytte denne fleksibilitet i elsystemet" samt at det var muligt at "udnytte data og digitalisering til at flytte forbrug, integrere mere vedvarende produktion og forbedre udnyttelsen af elsystemets kapacitet".

To danske pilotprojekter under behandling

Cerius-Radius og TREFOR EI-net har anmeldt to pilotprojekter, der aktuelt er til behandling hos Forsyningstilsynet. Pilotprojekterne har til formål at afdække, om kunderne kan levere den tilstrækkelige fleksibilitet, sikkerheden for fleksibilitetsleverance samt prisniveau.

I stedet for at udbyde indkøb og installation af en transformer, vil TREFORs pilotprojekt i stedet udbyde funktionen at sikre, at de nuværende transformere ikke belastes mere end en fastsat grænse. Flexibilitetsydelsen er således tænkt som en totaløsning, hvor TREFOR udbyder ansvaret for at holde udvekslingen i den/de eksisterende 60/10 kV transformer(e) i stationen under en fastsat grænse. Det vil således være leverandørens (den virksomhed, der vinder udbuddet) ansvar at finde, aktivere og afregne de kunder der deltager med fleksibilitet. Det er derfor også leverandørens ansvar at sikre sig rådighed over tilstrækkelig fleksibel kapacitet under den pågældende 60/10 kV station.

I det anmeldte pilotprojekt fra Cerius-Radius udbydes muligheden for at levere nedregulering af forbrug for at kunne aflaste elnettet. Flexibilitetsydelsen er tænkt som en nedreguleringsydelse, der typisk vil blive aktiveret, når der under en hovedtransformerstation opstår en unormal driftssituation samtidig med, at det sker på et tidspunkt, hvor belastningen i nettet er høj under to hovedtransformerstationer.

Anvendelse af fleksibilitetsmarkedet kræver, at (i) netselskaberne udvikler en eller flere metoder herfor, (ii) anmelder metoden til Forsyningstilsynet, og at (iii) Forsyningstilsynet godkender metoden. Herefter vil (iv) netselskaberne skulle implementere modellen og begynde at dele den relevante data, f.eks. belastningsgrad og varighedskurver, med markedet for at sikre likviditet og bud. Endelig vil (v) aggregatorer forventeligt skulle indgå kontrakter med slutkunder for at kunne pulje deres fleksible enheder og herefter byde dem ind på fleksibilitetsmarkedet.

Forsyningstilsynet vil i løbet af 2026 udarbejde en vurdering af, hvorvidt netselskabernes markedsbaserede anskaffelse af fleksibilitetsydelser i henhold til netvirksomhedsbekendtgørelsen vil være omkostningseffektiv og vil kunne ske uden at resultere i alvorlige markedsforvridninger eller øget overbelastning. Det er et vigtigt arbejde i forhold til at synliggøre konsekvenser – herunder de samfundsmæssige gevinster, der er ved anvendelse af forbrugsfleksibilitet.

6.3 Realisering af dynamiske tariffer og lokale fleksibilitetsmarkeder kræver data

Digitalisering af elnettet er en forudsætning for at realisere fleksibilitetsydelser og dynamiske tariffer, men sektoren står over for betydelige barrierer. Der er behov en mere systematisk tilgang til dataopsamling og digitalisering, som kan skabe grundlaget for udvikling af fleksibilitetsløsninger, og som NIRAS (2022) bemærker, så forudsætter værdiskabelse gennem fleksibilitetsydelser, at der eksisterer efterspørgsel fra netvirksomhederne. Samtidig fremhæves det, at flere selskaber fortsat anvender ældre IT-systemer, som fungerer til deres oprindelige formål, men ikke understøtter nye krav til datakvalitet, eksport, integration og analyse. NIRAS (2022) understreger desuden, at mange netvirksomheder vurderer investeringer i digitalisering som økonomisk usikre, herunder investeringer i semi- eller fuldautomatiske netstationer.

Da implementering af dynamiske tariffer og lokale fleksibilitetsmarkeder kræver en digital infrastruktur og analytiske kapaciteter, som endnu ikke er fuldt udviklet i sektoren, udgør dette en væsentlig udfordring.

For at imødegå disse udfordringer, er et naturligt første skridt at opsamle og dele målerdata på stationsniveau, så varighedskurver og belastningsniveau kan tilgås, og kapacitetsbegrænsningernes omfang beskrives nærmere. Dette forslag ligger således i forlængelse af elmarkedsforordningens art. 57, der pålægger TSO'er og DSO'er at samarbejde om på en konsekvent måde at offentliggøre sammenhængende oplysninger om den kapacitet, der er til rådighed for nye tilslutninger inden for deres respektive driftsområder, med en

detaljeringsgrad, der er tilstrækkelig for udviklere af nye energiprojekter og andre potentielle netbrugere. Øget deling af forbrugsdata bør ses i forlængelse heraf.

Vigtigheden af dette TSO-DSO-samarbejde understreges bl.a. af, at de fremtidige forbrugsbeslutninger, der udspringer af den kommende tarifmodel, herunder nye nettariffer og netprodukter samt rammerne for uafhængige aggregatorer, i stigende grad vil blive truffet af algoritmer. Disse algoritmer optimerer automatisk på tværs af den samlede økonomiske gevinst – hvad enten den udspringer af elpriser og tariffer, værdien af lagring eller salg af solproduktion, eller indtægter fra systemydelse. Automatiseringen bliver dermed et strukturelt vilkår for, hvornår husholdninger opvarmer deres bolig, oplader elbilen eller udnytter deres batteri. Det er således afgørende, at nye tiltag og netprodukter på tværs af DSO- og TSO-markederne udvikles som et sammenhængende hele, hvor incitament, datagrundlag og markedsfunktionalitet er koordineret fra start.

Denne datadeling vil kræve, at netselskaberne inkluderer dette i arbejdet med cybersikkerhedsreglerne for beskyttelse af net- og informationssystemer, jf. Bekendtgørelse om modstandsdygtighed og beredskab i energisektoren, og Lov om styrket beredskab i energisektoren fra 2025. Det kan bemærkes, at TREFOR i deres pilotprojekt beskrevet ovenfor f.eks. har formuleret krav om, at fleksibilitetsleverandøren skal kunne udveksle data vha. IEC 60870-5-104 (IEC104) eller IEC 60870/TASE.2 (ICCP).

Det kan desuden bemærkes, at Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner allerede indebærer, at netselskabernes netudviklingsplaner bør gøre det muligt at:

- Aflæse geografisk hvor i distributionsnettet kapacitets- eller spændingsudfordringen forventes at opstå – f.eks. hvor ligger det kabel eller den station, der forventes udfordret og derfor kræver opgradering, udvidelse eller et helt nyt netanlæg.
- Aflæse hvornår udfordringer forventes at opstå – vil udfordringen f.eks. gøre sig gældende i starten eller i slutningen af den 10-årige periode.
- Illustrere forventede udfordringer på 30-60 kV niveau
- Illustrere forventede udfordringer på 0,4-30 kV niveau, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse af alternative løsninger til netinvesteringer.

Det kan dog samtidig konstateres, at Energistyrelsens vejledning kun følges i beskedent omfang.

Eftersom den kommende elektrificering har karakter af at kunne flytte elforbrug meget hurtigt og meget let, indebærer det, at det dimensionerende effektbehov tilsvarende vil blive meget stort, hvis det ikke adresseres. Ifølge Green Power Denmark er Velder-metoden netselskabernes foretrukne metode til dimensionering af lavspændingsnet, og den tager ikke højde for varmepumper, elbiler og solcelleanlæg. Derfor giver metoden heller et retvisende billede af den forventede belastning, hvilket indikerer, at lavspændingsniveauet vil opleve høje belastningsgrader i takt med at elbilerne kommer.



Anbefaling

Det anbefales, at der tilvejebringes regler, som forpligter netselskaberne til at opsamle og dele målerdata på stationsniveau, så varighedskurver og belastningsniveau kan tilgås, og så aktører, der kunne tænkes at bistå netselskaberne i at frembringe løsninger for udjævning af forbrug m.v., har de bedste mulige herfor.



Anbefaling

Det anbefales, at netselskaberne udover målerdata også offentliggør data om forudsætninger om samtidighedsfaktorer for forskellige kundegrupper, hvis de divergerer fra de metoder, der allerede er godkendt af Forsyningstilsynet.

7. Metoder til udnyttelse af fleksibilitet på den korte bane

Den hastige elektrificering – hovedsageligt drevet af elbiler – skaber et pres på lavspændingsnettet, som næppe kan løses alene gennem netudbygning og -forstærkning. Ifølge N1, der driver 285.000 kabelskabe, står elbiler for 92 % af den aktuelle spidsbelastning i lavspændingsnettet. Denne tendens bekræftes af Utiligize⁶, som vurderer, at elbiler dels giver anledning til den største del af merinvesteringsbehovet i distributionsnettet og dels står for 56% af den samlede værdi af fleksibilitet for eldistributionsnettet.

For at imødekomme den hastige implementering af elaktiver – herunder elbiler og husstands batterier, vil der mange steder være et behov for at begrænse og udjævne forbruget *allerede* inden for de kommende år. Udviklingen af dynamiske tariffer og egentlige fleksibilitetsmarkeder tager tid. Samtidig er de økonomiske besparelser beskrevet af bl.a. Copenhagen Economics relative store frem mod 2035 (ca. 10-20 mia. kr.). På den korte bane er der derfor behov for at implementere adfærdsregulerende mekanismer som netvenlige fleksibilitetsprodukter, der kan udjævne forbruget i elnettet, og som kan introduceres uden unødigt lange implementeringsprocesser.

Eksempler på netvenlige netprodukter kunne være:

Afbrydelighedsaftaler (lille, mellem og stor)

- Netkunden må afbrydes helt eller delvist i en kortere periode på x timer. Aftaleformen kan gradueres, så kan man indgå en aftale om få eller mange timer med afbrydelighed. Derfor kan netproduktet opdeles i en lille, mellem eller stor model. Et eventuelt krav om energilagere kan indtænkes.

Aftaler om minimal tilgængelighed

- Husstandens maksimale effekttræk må gerne begrænses til fx 4 kW

Tidsrumsaftaler

- Netkundens fleksible enheder (f.eks. elbil) må gerne nedreguleres eller deaktiveres fra opladning i op til 5 timer per døgn.

Gældende regulering er indrettet på en sådan måde, at netselskaberne anmelder modeller for fastsættelse af tariffer og betingelser m.v., hvorefter Forsyningstilsynet kan tage dem til efterretning eller afvise dem. Det er således netselskaberne, der har initiativretten til etablering af nye fleksibilitetsmarkeder, dynamiske tariffer eller nye netprodukter.

Det betyder, at netselskaberne står over for nye udfordringer og valg i forhold til fremtidige fleksibilitetsløsninger. For at sikre stabilitet og undgå overbelastning af elnettet har netselskaberne behov for mekanismer til at udjævne de nye effekttræk, som kommer til at dominere forbrugsbilledet fremadrettet (jf. bl.a. Figur 5), eller på anden måde kunne regulere forbrugernes forbrugsmønstre.

⁶ https://ens.dk/sites/default/files/media/documents/2024-10/ders_paavirkning_af_eldistributionsnettet_i_danmark200421.pdf

Nederlandske erfaringer med netvenlige netprodukter

EU-Kommissionens vejledning om fremtidssikrede nettariffer fastslår, at tarifstrukturer skal tage højde for lagringsfaciliteternes egenart, undgå dobbelttarifiering og sikre, at tarifieringen afspejler den totale omkostningspåvirkning på nettet. Hovedreglen bør være, at netkunder betaler for den belastning, de forårsager, når de forårsager den. En netkunde, der belaster elnettet meget i perioder med lav belastning, vil ikke tilsvarende drive omkostninger til netinfrastruktur.

I Nederlandene tilbydes f.eks. tre typer fleksible tilslutningsaftaler, der både øger investeringssikkerheden og frigør kapacitet i det eksisterende elsystem. De tre typer er *fuldt fleksible*, *aftaler om minimal tilgængelighed*, og *tidsrumsaftaler*. Fuldt fleksible aftaler er tilgængelige på distributions- og transmissionsniveau, men kun i belastede områder. Brugere med disse aftaler betaler kun en tarif for deres månedlige peak, ikke for den aftalte kapacitet.

Aftaler om minimal tilgængelighed er tilgængelige på transmissionsnettet både indenfor og udenfor belastede områder. Her er brugerne garanteret kapacitet 85% af tiden og afholder omkostningerne for deres månedlige peak, men ikke for aftalt kapacitet.

Tidsrumsaftaler er tilgængelige på distributionsnettet både inde og ude for belastede områder og giver adgang til netkapacitet i de aftalte tidsrum. Brugere betaler en del af tariffen for den aftalte kapacitet og en tarif for månedlig peak.

Disse fleksible ordninger er indført pga. stigende belastning i flere netområder i Nederlandene og gør det muligt for nye netbrugere at få (delvis) adgang til nettet, samtidig med at nuværende brugere give incitament til at frigive kapacitet ved at ændre deres tilslutningsaftaler. Et nyt netprodukt, der f.eks. giver husholdninger med varmepumper og elbiler, adgang til lavere tariffer mod at netselskabet kan reducere deres elforbrug i afgrænsede spidsbelastningsperioder, ville tillige understøtte fleksibiliteten i elsystemet og understøtte et mere omkostningseffektivt system.

Det kan i tillæg bemærkes, at netselskabet TenneT i 2025 annoncerede nye netaftaler med tidsafhængige transmissionsrettigheder. Ved at tilbyde fleksible kontrakter uden for spidsbelastningstimerne er mere end 9 GW kapacitet frigjort i det eksisterende nederlandske elnet. Dette indikerer fleksibilitetstiltags væsentlige potentiale ift. at sikre bedre adgang til elnettet for nyt elforbrug.

7.1 Modeller til udjævning af effekttræk

De nye elaktiver udfordrer nettet ved dels at have et højt effekttræk og samtidig ved at inkludere digitale platforme som per automatik foretager en prisoptimering i forhold til indkøb af strøm fra nettet. Nedenfor beskrives to forskellige modeller som begge introducerer netvenlige produkter. Afslutningsvist beskrives fordele og ulemper ved de forskellige modeller.

For begge modeller forudsættes, at hovedparten af forbrugerne agerer økonomiske rationelt, og i videst mulige omfang flytter det fleksible forbrug til de billigste timer.

Model 1: Betaling for netvenlig adfærd

En model for implementering af betaling for netvenlig adfærd kunne være, at husholdninger med fleksible enheder over en fastsat effektgrænse (der både skulle fastholde det eksisterende incitament til øget elektrificering og samtidig sikre at nyinvesteringer grundet øget effektbehov i princippet allokere til årsagen bag det øget effektbehov, f.eks. elbiler) ville opleve en lavere tarifbetaling mod at netselskabet til gengæld forbeholdt sig retten til at nedregulere de fleksible enheder i afgrænsede spidslastperioder. Den besparelse i tarifbetalingen skulle så svare til omkostningen til den alternative netforstærkning.

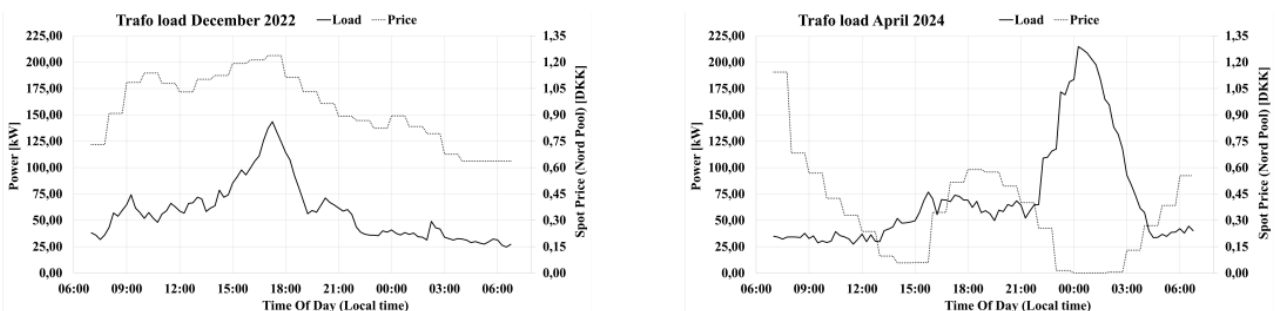
På en villavej ville scenariet kunne se ud på følgende måde. Familie Jensen bor i en villa og har netop anskaffet sig en elbil. Da mange andre i området også har anskaffet sig elbiler, ser netselskabet ind i nogle store omkostninger til en netudbygning, hvor det dimensionerende effektbehov er ganske stort, da forventningen er, at størstedelen af elbilerne i området udviser samme adfærd på baggrund af spotprissignaler, hvilket vil skabe nogle betydelige effektbehov. For at undgå disse omkostninger, har det lokale netselskab udviklet et netvenligt fleksibilitetsprodukt, der gør, at familien Jensen oplever en betydelig tarifrabat ved at give netselskabet mulighed for at nedregulere elbilens effekttræk, når samtidigheden i det lokale elforbrug er stort. Ved denne

løsning får familien Jensen et incitament til at indgå i et nyt netprodukt og netselskabet undgår at afholde øget omkostninger til netforstærkning som følge af stigende effektbehov. Familier, der anvender dette netprodukt, vil opleve, at elbilen ikke oplader hurtigst muligt, men i stedet flader den nødvendige opladning udover flere timer. I praksis vil netselskabet udsende et signal til de fleksible enheder, når belastningen bevæger sig mod eller over kapacitetsgrænsen, hvorefter de fleksible enheder vil reducere deres effekttræk.

Længere nede ad villavejen bor familien Olsen. De har boet på villavejen siden 1960'erne og har hverken elbil eller varmepumpe. De vil ikke have mulighed for at indgå i det nye netprodukt, da de hverken har et øget eller et fleksibelt elforbrug. Ud fra en rimelighedsbetragtning vil det være relevant at sikre, at ens kundegrupper behandles ens, og at familien Olsen ikke oplever tarifstigninger som følge af andre kunders adfærd. Her skal det dog bemærkes, at den eksisterende tarifstruktur indebærer en socialisering af omkostningerne, da alle slutkunder aktuelt mødes af de samme energibaserede tariffer og tidsdifferentierede tariffer.

Eftersom det kommende elforbrug forventeligt er meget prisfølsomt og flytbart, jf. figur 7, vil elforbruget forventelig placere sig udenom de tidsbaserede tariffer, hvilket gør det relevant at sammenligne med en forbrugssituation, hvor baseline-scenariet er, at alle slutkunder i princippet betaler det samme per kWh. Årsagen til dette er, at slutkunder i dag tariferes på baggrund af energiforbrug (øre/kWh), der er gradueret i de tidsdifferentierede tariffer, og at slutkunders leveringsomfang typisk er på 17,3 kW, hvilket i betydelig grad kan udnyttes ved tilføjelse af en elbil, der ofte har et effekttræk på 11 kW. Dette skal ses i lyset af, at lavspændingsnettet typisk er dimensioneret ud fra en samtidighedsfaktor, hvor det antages, at husstand trækker omkring 7 kW på samme tid. I det omfang familien Jensen, der har elbil, således giver anledning til øget effektbehov, så vil familien Olsen under gældende tarifiering skulle afholde omkostningerne til øget dimensionering på lige vilkår med familien Jensen.

Figur 11. Illustration af elforbrugets stigende prisfølsomhed



(a) Peak load in 2022. '2022-12-24 07:00' - '2022-12-25 06:45'

(b) Peak load in 2024. '2024-04-15 07:00' - '2024-04-16 06:45'

Amn.: Bak et al (2025). *Energy Crisis in 2022: When consumers discovered their flexibility and the consequences for modelling consumption*, *Proceedings of 2025 IEEE Kiel PowerTech*

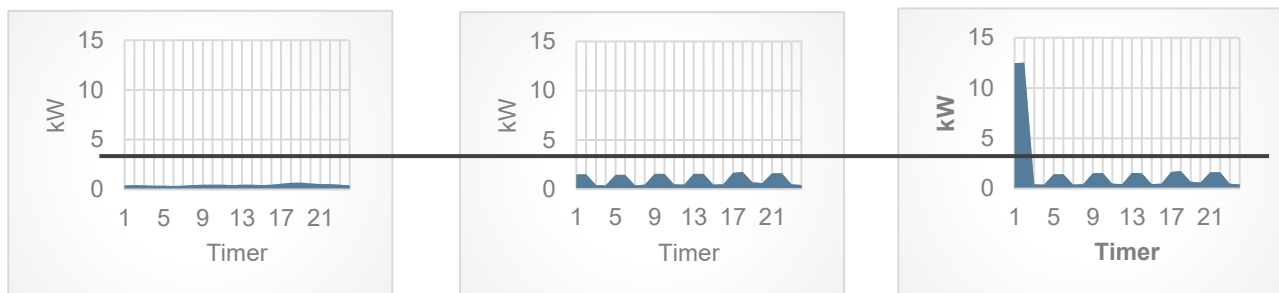
Al den stund, at elnettet dimensioneres efter effekttræk (kW) og ikke energiforbrug (kWh), vil en fortsættelse af den eksisterende tarifstruktur de kommende ti år indebære, at slutkunder, der giver anledning til netudbygning vil dele regningen med de slutkunder, der ikke giver anledning til øget netudbygning. Dette skyldes bl.a., at lavspændingsnettet ikke er dimensioneret efter elbilers elforbrug, som grundet deres prisfølsomme egenskaber vil lægge sig i timerne med de laveste elpriser. Dette vil skabe et betydeligt effekttræk i disse timer, som alle slutforbrugere i princippet betaler det samme til, da tarifieringen for slutforbrugere baserer sig på energiforbrug (øre/kWh) og ikke effekttræk (øre/kWh).

Denne situation betyder derfor også, at det, alt andet lige, vil stille familien Olsen i en bedre situation, hvis familien Jensen benytter sig af det netvenlige produkt. Skulle familien Jensen afvise netselskabets fleksibilitetsprogram vil det betyde, at omkostningen til netudbygningen tilsvarende stiger, hvilket også vil stille familien Jensen dårligere end i dag, da omkostningerne til netudbygningen, alt andet lige, overvælttes til de eksisterende energibaserede tariffer. Dette efterlader således netselskabet i den situation, at det faktisk giver mening at tilbyde et netprodukt til familien Jensen, som indebærer en tarifbesparelse, der også kunne være større end deres alternative individuelle besparelse. Samlet set vil dette netprodukt sikre betydelige incitamentter til fleksibel adfærd, netøkonomiske besparelser og vil i udgangspunktet ikke stille andre kundegrupper dårlige end i dag.

Model 2: Øget tarif ved høje effekttræk

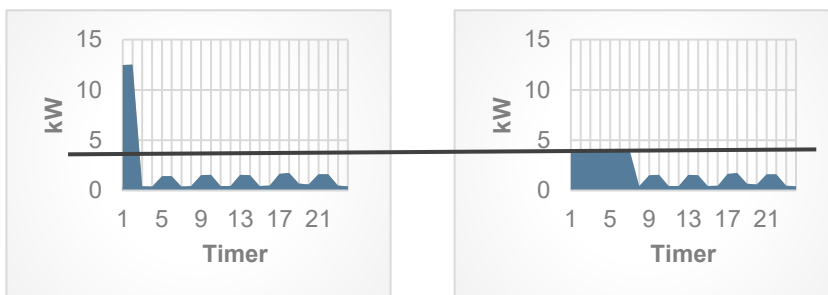
Som beskrevet i afsnit 4 bør der ske en betaling via tariffene der både inkluderer kundernes samlede energiforbrug og kundernes medvirken til at skabe kapacitetsudfordringer. Dette vil være et skridt i retningen af en mere omkostningsægte tarifiering. En måde at gøre dette på er ved at introducere en ny effektbaseret tarif, hvor netkunder betaler en højere tarif ved det forbrug, som sker ved høje effekttræk – eksempelvis det forbrug som overstiger 4 kW (som beregningseksempel). Ved at lade netkunder betale for brug af nettets kapacitet skabes et incitament mod at reducere effekttrækket til et lavere niveau end ellers. I figuren nedenfor er det illustreret, at en tarif for høje effekttræk alene vil ramme de forbrugere, som har særligt høje effekttræk (opladning af batterier og elbilopladning), mens øvrige forbrugere (familie Olsen) ikke rammes.

I første omgang kunne man implementere en simpel model, hvor der alene differentieres i forhold effekttræk. Hvis husstandens maksimale effekttræk holdes under eksempelvis 4 kW, holdes man fri for den højere tarif. Dette vil være muligt at indføre i Danmark, hvor digitale elmålere på 15 minutters niveau kan redegøre for effekttrækket på et tilstrækkeligt detaljeret niveau.



Figur 12. Eksempel på forbrugsprofiler over døgnet for husstand med henholdsvis klassisk forbrug, klassisk forbrug + varmepumpe, klassisk forbrug + varmepumpe + elbilsladestander. I figuren er indsat en linje, som illustrerer en grænse for en effekttarif.

Mekanismen med en effektbaseret tarif vil i udgangspunktet tvinge netkunder til at flytte forbruget, så der maksimalt er et effekttræk på 4 kW. Dette skal helst ske per automatik, hvis forbrugeren har en digital platform som spotprisoptimere. Hvis tariffen er højere end spotprisen (+ eventuel volumentarif) vil forbruget per automatik blive udjævnet, som vist i figuren nedenfor.

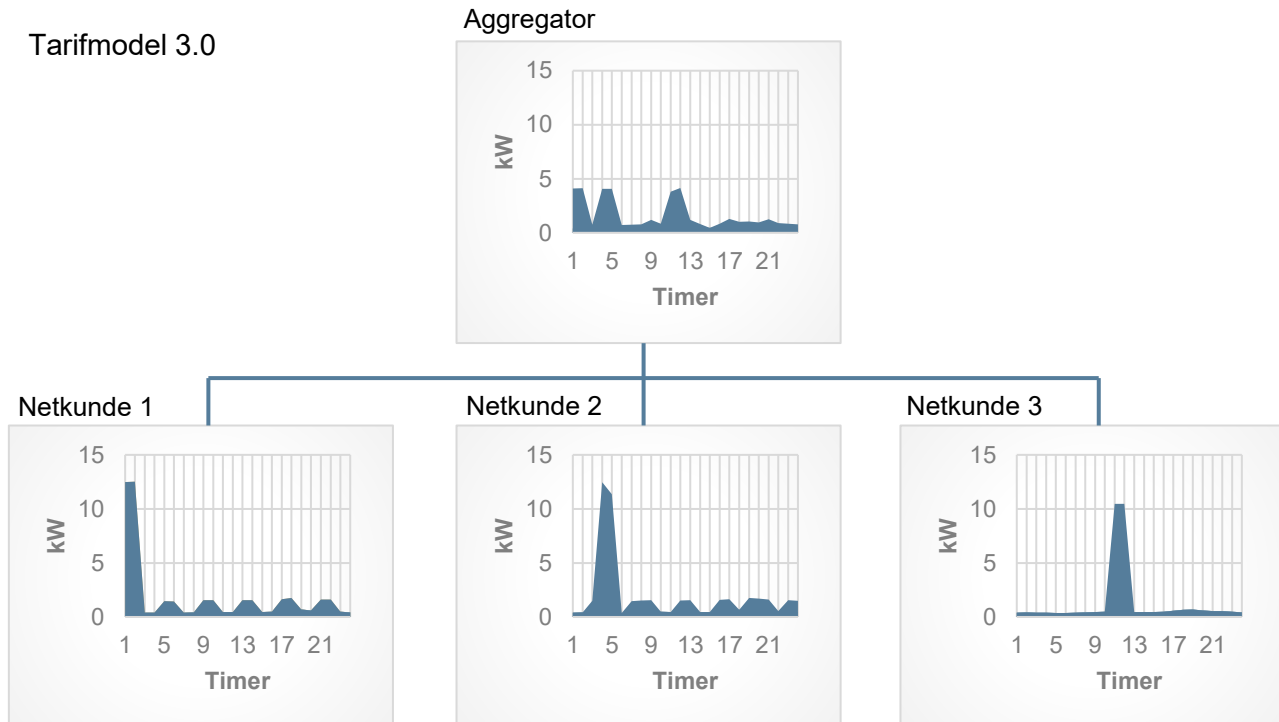


Figur 13. Eksempel på forbrugsprofiler over døgnet for husstand med klassisk forbrug + varmepumpe + elbilsladestander. Til venstre illustreres forbrug uden hensyntagen til effekttræk. Til højre illustreres hvorledes det samme forbrug automatisk jævnes ud ved implementering af en højere tarif ved højere effekttræk, som har en højere pris end variationen på spotprisen.

Selvom det forventes, at en tarifbetaling ved øget effekttræk vil kunne sænke spidsbelastningerne, så er det et redskab, der ikke er uden udfordringer. Hvis alle forbrugere eksempelvis holder sig under de 4 kW i eksemplet ovenfor, vil man modarbejde ønsket om at udnytte lave elpriser, i de timer på døgnet, hvor VE-produktionen er høj og elprisen er lav. For at imødekomme dette bør der være mulighed for samoptimering via aggregatorer.

Hvis man tillader, at netkunder i sammenhæng med andre netkunder under samme hovedstation overholdt 4 kW i gennemsnit, ville en aggregator kunne optimere forbruget for flere forbrugere ved at tage højde for samtidighed. Det samme gælder energifællesskaber som vil kunne optimere bag måleren med hensyn til effektkravet. Princippet for en sådan optimering er beskrevet i figuren nedenfor.

Tarifmodel 3.0



Figur 14. Nederst illustreres eksempler på forbrugsprofiler over døgnet for tre husstande med klassisk forbrug + varmepumpe + elbilsledestander. Øverst illustreres en aggregator, som puljer forbruget for de tre forbrugere. Det bemærkes, at de tre husstande samlet set ikke har et effekttræk over 4 kW.

Det vil være op til aggregatoren at udforme og indgå aftaler med relevante netkunder. På den måde vil der kunne introduceres mulighed for en mere omkostningsægte regulering af områdets forbrugere, hvor forbrugerne kan nærme sig et samlet maksimalt tilladeligt træk fra nettet, og dermed udnytte når elprisen er lav inden for nettets fysiske begrænsninger.

Ved at forbrugerne kan vælge mellem begge løsninger (individuel eller kollektiv udjævning) opnår netselskabet, at alle forbrugere foretager den ønskede adfærdsændring (givet at tariffen er høj nok). I en situation, hvor et sådant system er i almindelig drift, vil der ikke være behov for aktiv deltagelse i forbrugernes adfærdsændring fra netselskabets side.

Det kan diskuteres om en effektbaseret tarif, som aktiveres ved høje effekttræk, skal implementeres i alle netområder eller fokuseres i de områder, hvor nettet er særligt udfordret. Man kunne vælge at implementere en energitarif ved høje effekttræk i alle områder, men differentiere grænsen for effekttariffen således, at den er høj (og i praksis ikke adfærdsændrende) i områder, hvor der ikke er kapacitetsbegrænsninger.

7.2 Konsekvenser for de centrale aktører i elmarkedet

Implementering af en model for *betaling for netvenlig adfærd* (model 1) eller *Effektbaseret tarif* (model 2) har forskellige konsekvenser for netselskaber, forbrugere og aggregatorer.

Begge modeller kan som udgangspunkt levere en høj grad af sikkerhed i forhold til at opnå den ønskede adfærdsændring, idet begge modeller bygger på en forudsætning om, at hovedparten af forbrugerne agerer økonomisk rationelt, og derfor flytter det fleksible forbrug til de billigste timer. Det vil dog være nødvendigt at foretage en løbende overvågning af belastningsgrad i nettet. Enten i forhold til at vide hvornår netselskabet skal aktivere aftaler om nedregulering (model 1) eller i forhold til at overvåge, at der sker den ønskede adfærdsændring (model 2).

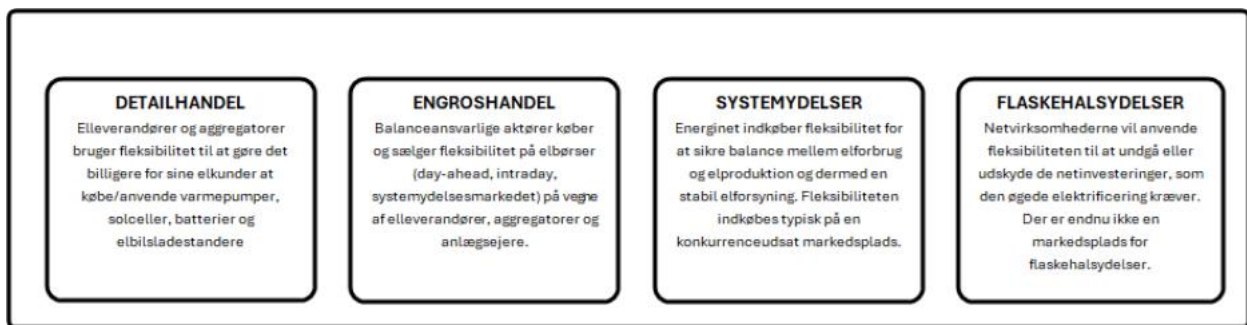
For netselskabet betyder model 1, at netselskabet skal udvikle netvenlige produkter, som netkunderne skal kunne tilvælge som alternativ til den nuværende tarif. De netvenlige produkter omhandler typisk mulighed for at nedregulere netkunder efter behov. Netselskaberne skal til dette udvikle overvågning af det samlede effekttræk og automatikker for nedregulering af kunder på en ensartet måde. Det påhviler derfor en vis udvikling og involvering for netselskaberne i model 1.

I model 2 forudsættes, at der fastsættes en forøget tarif ved høje effekttræk som per automatik flytter forbruget, som vist i Figur 13. Hvis effekttariffen er tilstrækkelig høj, forventes hovedparten af forbrugerne at ændre til den ønskede adfærd. Der skal være en løbende opfølgning for at sikre, at effekten opnås, hvilket kræver en involvering fra netselskabets side. Hvis man giver mulighed for at forbrugere kan gå sammen og optimere effekttrækket i fællesskab via en aggregator er der behov for at udvikle en systematik for hvorledes dette kontrolleres.

I model 2 vil en mulighed for at optimere på tværs af netkunder under samme hovedstation skabe rammerne for en markedsbaseret fleksibilitet, hvor aggregatorer vil kunne indtage en optimeringsrolle. Der vil sandsynligvis være et mindre marked for udjævning af effekttræk i distributionsnettet i sig selv, men der er mulighed for at tænke optimeringen sammen med andre fleksibilitetsmarkeder. Disse markeder inkluderer fleksibilitetsydelse til systemydelse, balancering i day-ahead og intraday markederne, som det fremgår i figur nedenfor.

På den måde skabes der endnu et marked som aggregatorer kan udvikle løsninger for, hvilket vil være til gavn for forbrugere, idet der løbende må forventes at være en udvikling og innovation blandt aggregatorer som også kommer forbrugerne til gavn.

Figur 15. Eksisterende og potentielle markeder i elsystemet



I model 1 indgår ikke en rolle for aggregatorer. Det er her netselskabet, som sørger for optimering af forbruget gennem faste aftaler om nedregulering under visse forudsætninger.

7.3 Opsamling og perspektiver

I nedenstående tabel opsummeres en række af de karakteristika som kendetegner og adskiller de to modeller beskrevet ovenfor.

Et afgørende forhold er i hvilken grad netselskaberne skal involveres. I model 1 forudsættes en høj grad af involveringen af netselskaberne. Dette kræver opbygning af et ny kompetenceområde, som i model 2 overlades til aggregatorer. Ved at overlade kommerciel udvikling og aktivering med netkunder til aggregatorer, understøttes innovationen i højere grad end hvis ansvarsområdet tilfalder netselskabet, da konkurrenceudsættelse forventeligt vil skabe øget innovation.

	Betaling for netvenlig adfærd (model 1)	Øget tarif ved høje effekttræk (model 2)
Løbende overvågning af belastningsgrad i nettet	Netselskab	Netselskab
Udvikling og indgåelse af aftale med netkunder	Netselskab og aggregator	Aggregator
Udvikle automatikker for nedregulering af netkunder ved kritisk belastning	Netselskab	Aggregator
Betaling for at undgå, at netkunder belaster nettets kapacitet	Netkunder som belaster, kompenseres for at ændre adfærd. Alle netkunder bidrager til kompensationen	Netkunder som belaster, tvinges til at ændre adfærd (eller betaler høj tarif)
Omkostning for netkunde ved ikke at ændre adfærd	Ingen omkostning	Betaling af høj tarif

Model 2 bygger på, at netkunder ændrer adfærd, ved en tarif, som afspejler at høje effekttræk reducerer nettets samlede kapacitet, og skaber derved incitamenter til effektiv markedsadfærd. Som beskrevet kan tariffen varieres i forhold til kapaciteten i det konkrete lokale net.

En effektbaseret tarif kan differentieres videre i tid og i forhold til netkunders præferencer. På den måde kan en effektbaseret tarif ses som et første skridt på vej mod egentlige dynamiske tariffer.

Udviklingen af tarifiering og netprodukter er et stort arbejde, som skal balancere mange forskellige hensyn. I model 2 inddrages netkunders betaling for kapacitetstrækket i nettet. På den måde bliver tarifieringen mere omkostningsægte. Tarifferne skal samtidig inddrage hensyn som ligebehandling og neutralitet.

I overstående eksempel er beskrevet, at et konkret niveau på 4 kW i 15 minutter interval. Det skal imidlertid kvalificeres konkret og det anbefales, at dette analyseres nærmere i netselskabernes pågående arbejde med en kommende tarifmodel.



Anbefaling

I lyset af, at en accelererende etablering af elbilopladere og husstands batterier i de kommende år vil udfordre nettets kapacitet, og ud fra en samfundsøkonomisk betragtning, anbefales det, at netselskaberne anmoder Forsyningstilsynet om implementering af en tarif, der aktiveres ved høje effekttræk. Denne tarif kan videreudvikles mod egentlige dynamiske tariffer. På den måde indføres en prissætning af de kapacitetsbegrænsninger som en ensidig optimering i forhold til elprisen fører til.

Alternativ anbefales, at netselskaberne anmoder Forsyningstilsynet om implementering af forskellige netvenlige fleksibilitetsprodukter, som beskrevet ovenfor.

8. Konklusioner og anbefalinger – køreplan for implementering af fleksibilitet

Den grønne omstilling og stigende elektrificering skaber et markant pres på elnettet. Elmarkedet har skiftet karakter fra et enstreget til multidimensionelt net. I distributionsnettet udfordres nettet af de nye elaktiver som elbiloplader og husstands batterier, og efterlader en alvorlig udfordring i forhold til nettets kapacitet.

8.1 Hovedbudskaber

I denne rapport er der redegjort for, hvorledes elektrificeringen vil påvirke og udfordret distributionsnettet – særligt lavspændingsnettet – fra nu og frem mod 2035.

Rapporten har samlet følgende hovedbudskaber:

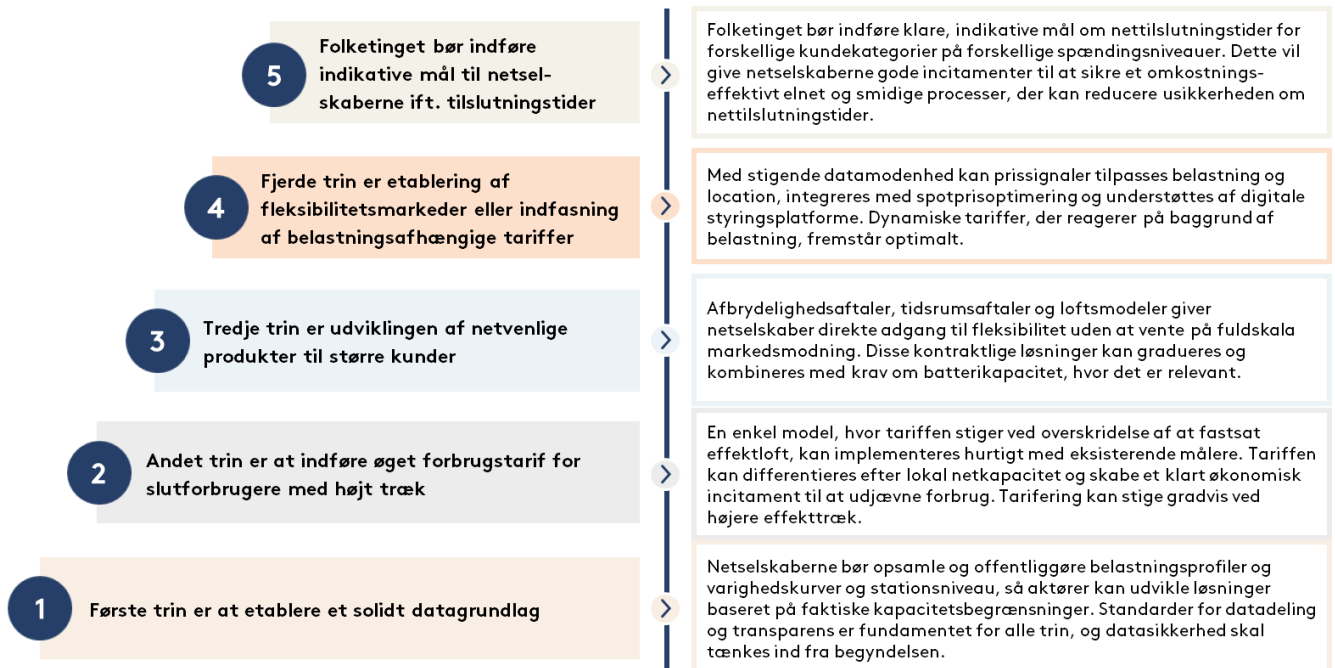
- Lavspændingsnettet vil generelt set blive påvirket af et massivt indtog af elbiler, varmepumper og husstands batterier, som følge af nye forbrugsmønstre særligt fra de digitale platforme, som kommer med de nye elaktiver.
- Fra et generelt lavt effekttræk på ca. 1 kW i det klassiske forbrug stiger effekttrækket til ca. 13 kW for husstande med elbiler og husstands batterier. Dette er ikke problematisk i forhold til den enkelt husstands tilkobling, men kan have stor betydning i forhold til nettets muligheder for at levere strøm til alle.
- Dimensioneringen af lavspændingsnettet beror på en samtidighedsfaktor for række- og parcelhuse på ca. 7 kW. Ved det klassiske forbrug er der typisk en betydelig overkapacitet i nettet, men ved introduktion af elaktiver som elbilladestander og varmepumper vil nettet blive udfordret i kapacitet.
- Utilstrækkelig prissætning af kapacitetsknaphed fører til ensidig optimering i forhold til elprisen (spotmarkedet og balancemarkederne).
- Hverken tidsdifferentierede tariffer eller afbrydelighedsaftaler i deres eksisterende udformning vil i sig selv kunne mitigere de kommende effektbehov som følge af elbiler og andre enheder, der hurtigt og let kan flytte elforbruget til de billigste timer på døgnet.
- Ud fra en økonomisk betragtning og ud fra et hensyn om at sikre forsynings sikkerheden i lavspændingsnettet, hvor en accelererende etablering af elbiloplader og husstands batterier udfordrer nettets kapacitet, skal alternativer til netforstærkninger overvejes.

8.2 Anbefalinger

På den baggrund har rapporten beskrevet mulighederne for at benytte forbrugsfleksibilitet, som alternativ til netforstærkninger. Dette kan frigive kapacitet i det eksisterende elnet og minimere udfordringen med øget spidsbelastningsperioder indtil elnettet er forstærket på pågældende steder.

Vi er opmærksomme på, at det er tidskrævende og ressourcekrævende at udarbejde nye tarifmodeller og netprodukter. Green Power Danmark bør således koncentrere indsatsen, hvor effekten er størst. Situationens alvor taler for effektbaseret tariffer ved øget effekttræk skal prioriteres, da det vil løse nogle af udfordringerne på kort sigt, og da det er en model man kan udbygge mod egentlige dynamiske tariffer efterfølgende

Derfor foreslår vi en trinvis køreplan med hurtige og enkle tiltag, som leverer effekt på kort sigt, samt langsigtede markeds- og reguleringstiltag, der understøtter en varig og mere omkostningseffektiv ramme for fleksibilitet og elektrificeringen.



Tiltag på kort sigt (2-3 år)

1. Indsamling og brug af netdata på stationsniveau

Indfør krav om, at netselskaber systematisk opsamler og offentliggør varighedskurver og belastningsgrader. Formålet er at give markedsaktører transparens, hvilket kan understøtte udviklingen i likviditeten for fleksibilitetsydelse. Under hensyntagen til risikoen for cyberangreb kan deling af denne data begrænses til Forsyningstilsynet og Energinet.

2. Øget tarif for høje effekttræk

Indfør en enkel, ikke-diskriminerende tarif for elforbrug over en defineret effektgrænse. Tariffen skal være tilstrækkeligt stærk til at udløse automatisk udjævning gennem digitale platforme, hvilket kan tale for en gradvis stigende sats. Netselskaber, der ønsker at gøre brug af øget tarifsatser ved øget effekttræk, bør implementere dette samtidig med indførelsen af en mulighed for at pulje effekttræk over et givent niveau (f.eks. 100 x 4 kW), da dette dels har samme funktion, dels giver kunderne en mulighed for at undgå højere tariffer ved samlet set at aflaste elnettet og dels indføre et incitament til at aggregatorer kan aggregere effekttræk på en effektiv måde. Tarifferne bør løbende videreudvikles med henblik på dynamisk at afspejle samtidigheden i elforbruget.

3. Indfør netvenlige produkter til husholdninger og virksomheder

Med inspiration fra bl.a. Storbritannien og Nederlandene bør netselskaberne udvikle og anmelde standardiserede aftaleformer, der kan aktiveres hurtigt:

- *Afbrydelighedsaftaler* (i lille/mellem/stor version)
Netkunden må afbrydes helt eller delvist i kortere perioder, når elnettet er belastet. Dette kan være relevant for husstande med større batterier.
- *Tidsrumsaftaler*
Netkundens fleksible enheder (f.eks. elbil) må nedreguleres eller deaktiveres fra opladning i op til 1-4 timer per døgn.
- *Aftaler om minimal tilgængelighed*
Netkundens maksimale effekttræk kan begrænses til f.eks. 4-6 kW i spidsbelastningsperioder

Fælles for disse netprodukter er, at netkunden får mulighed for at vælge et produkt, der belønnes via en tarifreduktion.

Tiltag på mellemlang sigt (3-6 år)

4. Etablering af fleksibilitetsmarkeder og dynamisk tarifdesign

Udvikling og anmeldelse af fleksibilitetsmarkeder, hvor deltagende kunder belønnes for at nedregulere, når der opstår et behov. Både aggregatorer og slutkunder bør kunne byde ind på markedet. Dynamisk tarifiering kræver øget digitalisering, men indeholder et stort samfundsøkonomisk potentiale til et lægge fundamentet for et meget omkostningseffektivt energisystem.

5. Indikative målsætninger ift. nettilslutninger

Fleksibilitet kan frigive plads i nettet. Folketinget kan derfor med fordel fastsætte tidsfrister for tilfredsstillende nettilslutningstider på udvalgte spændingsniveauer og for forskellige kundekategorier.

6. Harmoniseret prækvalifikation på tværs af markeder og netprodukter

Etablering af et fælles sæt minimumskrav til hvad IT-systemer og elektriske anlæg skal kunne leve op til forud for deltagelse i elmarkederne, herunder mulighed for at sende og modtage data i realtid, og mulighed for at kunne integreres med aggregatorer og platforme via standardiserede API'er.

7. Bedre koordinering mellem TSO- og DSO-tarifiering

Det anbefales, at TSO-tariffer i videst mulige omfang tilpasses, så det komplementerer DSO-tarifieringen, eller at DSO'erne effektivt afholder omkostningerne til anvendelse af TSO-nettet.

8. Undersøgelse af hensigtsmæssige budstørrelser og blokbud

Det anbefales, at Energinet afsøger muligheder for at øge den markedsmæssige efficiens i respekt for forsyningssikkerhed ved at undersøge hensigtsmæssigheden ved at introducere maksimale budstørrelser på 1 MW, gøre alle FRR energiaktiveringsbud fuldt delelige med 1 MW, indføre loft på varighed af blokbud eller krav om at mindst 50 % af den tilbudte kapacitet skal være delbar.

9. Større gennemsigtig i netudviklingen

Det anbefales, at Energistyrelsens vejledning til netudviklingsplaner i højere grad følges. Dette kan f.eks. gøres ved at stille krav om, at behovsvurderingen (pkt. 8 i vejledningen) gøres til et lovkrav og ikke blot en vejledende anbefaling.

10. Større gennemsigtig i netudviklingen

Samplacering af forbrug og produktion kan både fremme en øget elektrificering og reducere belastningen af det kollektive elnet. Det anbefales at forbedre mulighederne for samplacering og øget elektrificering, hvilket kan ske ved at lempe reglerne for direkte linjer og implementere elmarkedsdirektivets artikel 38 om lukkede distributionsnet i dansk ret.

9. Kilder

ACER (2025), Getting the Signals Right: Electricity Network Tariff Methodologies in Europe

Copenhagen Economics (2025), Et grønnere og mere fleksibelt elforbrug

Energistyrelsen (2024), Fremme af fleksibilitetsmarked til elnettet

NIRAS (2022), Analyse af digitalisering af eldistribution

Utiligize (2021), DER's påvirkning af eldistributionsnettet i Danmark

Viegand og Maagøe (2022), Kortlægning af energiforbrug og opgørelse af energisparepotentialer i produktionserhvervene