

## NOTAT

**NETPRODUKTER - KONSEKVENSANALYSER TIL FSTS**

## Indhold

1. Indledning.....	4
2. Executive summary og sammenfatning af resultater fra Energinets analyser .....	4
3. Læsevejledning og generelle forbehold .....	7
3.1 Læsevejledning .....	7
3.2 Generelle forbehold.....	8
3.3 Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier .....	8
4. Opstilling af forudsætninger for analysen .....	11
4.1 Analyseforudsætninger.....	11
4.1.1 Elektrolyse-/PtX-anlæg .....	11
4.1.2 Elkedel-anlæg .....	12
4.1.3 Sammenfatning vedr. analyseforudsætninger. ....	12
4.2 Forudsætninger vedr. områdetyper .....	14
4.3 Forudsætninger vedr. omkostninger til netkapacitet.....	17
4.4 Scenarier for placering af nyt fleksibelt forbrug i nettet - ift. stor indføddning af VE og ift. øvrigt forbrug. ....	20
4.5 Forudsætninger om begrænsninger .....	22
4.6 Forudsætninger om tarifieringsgrundlag.....	23
4.6.1 Forudsætninger vedr. det eksisterende forbrug. ....	23
4.6.2 Forudsætninger ift. den nuværende tarifmodel med 100 % volumenbetaling:.....	24
4.6.3 Forudsætninger vedr. udnyttelsesgrad af det samlede eltransmissionssystem. ....	24
4.7 Forudsætninger om investeringers tarifpåvirkning. ....	25

<b>5. Enkelt-cases – Analyser af tarifvirkning, omkostninger vs. værdi for elsystemet, samfundsøkonomisk nytteværdi etc. ....</b>	<b>27</b>
5.1 Specifikation af analyse af enkelt-cases.....	27
5.2 Analyse af enkelt-cases – med nuværende volumentarif.....	28
5.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger .....	28
5.2.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug ..	29
5.2.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug .....	30
5.2.4 Samlet årlig betaling for nye kunder .....	32
5.2.5 Tarifreduktion og afbrudstimer .....	33
5.2.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem .....	35
5.2.7 Enkeltcases – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed .....	36
<b>6. Samlet case for stadium 2040 – Analyser af tarifvirkning, omkostninger vs. værdi for elsystemet, samfundsøkonomisk nytteværdi etc. ....</b>	<b>38</b>
6.1 Specifikation af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040. ....	38
6.2 Analyse af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040. ....	39
6.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger .....	39
6.2.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug ..	40
6.2.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug .....	41
6.2.4 Samlet årlig betaling for nye kunder .....	41
6.2.5 Tarifreduktion og afbrudstimer .....	42
6.2.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem .....	44
6.2.7 Samlet case stadium 2040 – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed .....	45
<b>7. Indirekte geografisk incitament – og kompatibilitet med eventuel fremtidig tarifering med geografisk differentiering.....</b>	<b>47</b>
7.1 Begrænset netadgang ifm. geografisk differentiering m. den nuværende volumentarif .....	47
7.2 Geografisk differentiering vs. begrænset netadgang – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed .....	49
<b>8. Kompatibilitet med eventuel fremtidig tarifvirkning med kapacitetsbetaling .....</b>	<b>50</b>
8.1 Analyseresultater af netprodukter for enkelt-cases – med kapacitetsbetaling .	50
8.2 Analyseresultater af netprodukter for samlet case for stadium 2040 – med kapacitetsbetaling.....	51
8.3 Opsummering fsva. netprodukter ifm. kapacitetsbetaling - Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed. ....	51
<b>9. Bilag 1: Analyser af tarifvirkning mv. – ved fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling. ....</b>	<b>53</b>
9.1.1 Forudsætninger ift. evt. fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling:..	53

9.2	Analyse af enkelt-cases – med antaget ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling.....	54
9.2.1	CAPEX- og OPEX-påvirkninger .....	54
9.2.2	Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug ..	55
9.2.3	Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug .....	56
9.2.4	Samlet årlig betaling for nye kunder .....	58
9.2.5	Afbrudstimer og tarifreduktion – med kapacitetsbetaling.....	59
9.2.6	Udnyttelsesgrad af transmissionssystem .....	61
9.3	Analyse af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040 – med antaget ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling.	61
9.3.1	CAPEX- og OPEX-påvirkninger .....	61
9.3.2	Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug ..	61
9.3.3	Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug .....	63
9.3.4	Samlet årlig betaling for nye kunder .....	64
9.3.5	Afbrudstimer og tarifreduktion – med kapacitetsbetaling.....	65
9.3.6	Udnyttelsesgrad af transmissionssystem .....	66
9.4	Begrænset netadgang ifm. todelte nettarif med kapacitetsbetaling – med og uden geografisk differentiering .....	67

## 1. Indledning

Energinet har d. 29. maj 2020 fremsendt netprodukterne "Begrænset netadgang" og "Midlertidigt begrænset netadgang" til metodegodkendelse ved Forsyningstilsynet (FSTS).

FSTS har ønsket udarbejdet en konsekvensanalyse for indførelse af netprodukterne – gerne med udgangspunkt i et oplæg fra Energinet.

Dette notat er Energinets beskrivelse af de analyser, som på baggrund af drøftelse med FSTS er aftalt. Analyserne er specificeret set i lyset af, at netprodukterne er nye produkter, som der ift. TSO-nettet i sagens natur endnu ikke er nogen praktiske erfaringer med, og set i lyset af, at der i en sådan generel analyse ikke kan blive taget udgangspunkt i konkrete sager og under hensyntagen til, hvad der er praktisk muligt indenfor tidshorizonten.

## 2. Executive summary og sammenfatning af resultater fra Energinets analyser

Dette notat beskriver de konsekvensanalyser, som Energinet har foretaget fsva. de mulige tariffmæssige konsekvenser for de afbrydelige kunder selv såvel som for de øvrige kunder ved indførelse af netproduktet "Begrænset netadgang".

De anvendte forudsætninger for analysen er opstillet, og betydningen af usikkerhederne fsva. disse forudsætninger er beskrevet.

Analyserne er først lavet dels for 12 enkelt-cases med forskellige forudsætninger fsva. type af forbrugsanlæg (elkedel, hhv. elektrolyseanlæg), tilslutningsvilkår (fuld, hhv. begrænset netadgang) og type af område for nettilslutning (overskudsområde, neutralt område, forbrugsområde).

Der er derefter lavet en analyse af en samlet case, hvor det er antaget, at hele forbrugsudviklingen fsva. elkedler og elektrolyseanlæg frem mod 2040 tilsluttes som separate forbrugsenheder i det kollektive eltransmissionsnet.

Konsekvensanalyserne har bekræftet, at der både kvalitativt og kvantitativt vil opstå netop de virkninger, som er intentionen med at indføre netproduktet.

Begrænset netadgang for nyt fleksibelt forbrug giver – alt-andet-lige - generelt en lavere tarif både for de eksisterende kunder og – selvfølgelig – specielt for de nye kunder selv.

Med den nuværende volumentarif har begrænset netadgang størst værdi for kunder med mange fuldlasttimer (elektrolyseanlæg), mens kunder med få fuldlasttimer (elkedler) kun får en begrænset besparelse ud af det.

Dette er illustreret i figurene i afsnittene 5.2.3 og 6.2.3.

Såfremt der tilsluttes nyt elkedel- og elektrolyse-forbrug svarende til antagelserne i Analyseforudsætningerne 2020 for stadium 2040 – og såfremt alt dette forbrug skal tilsluttes som separate forbrugsenheder i det kollektive eltransmissionsnet med fuld, hhv. begrænset netadgang – viser analyserne også, at begrænset netadgang vil gøre det muligt at udnytte det til hver en tid

eksisterende transmissionssystem i højere grad. Dette skyldes helt grundlæggende, at redundansen i transmissionsnettet ikke længere vil stå ubenyttet hen som reservehjul eller nødspor det meste af tiden, men at den i stedet kan bruges til forbrug med lavere prioritet. Den samlede udnyttelsesgrad af systemet vil derved kunne stige betydeligt. Herved vil omkostningerne til både system- og net-tarif kunne fordeles ud over flere kWh, hvilket vil være til gavn ikke blot for det nye fleksible forbrug, men også for det eksisterende forbrug. Dette er beskrevet i tabellerne i afsnit 5.2.6 og 6.2.6.

Som perspektivering er det også belyst hvordan netprodukterne vil spille sammen med en evt. fremtidig tarifiering med geografisk differentiering. Det er illustreret i Figur 21 og Figur 22 i afsnit 7.1. Det viste, at indførelse af en tarif for afbrydelighed baseret på omkostningselementerne for de variable omkostninger i nettartiffen vil være en robust og stabil tarifieringstilgang, der – fsva. det afbrydelige forbrug - i sig selv er mere omkostningsægte end den nuværende geografisk ensartede tarif for forbrug med fuld netadgang. og det vil samtidig passe godt sammen med en eventuel fremtidig mere omkostningsægte tarifiering med en geografisk differentiering for alt forbrug med fuld såvel som med begrænset netadgang.

Da der samtidig i dag ikke er en direkte geografisk differentiering i den grundlæggende tarifiering, så er den grundlæggende tarifiering dermed ikke omkostningsægte ift. geografiske forhold. Så længe der ikke er en direkte geografisk differentiering i den grundlæggende tarifiering, er det derfor både rimeligt og hensigtsmæssigt, at netprodukterne på omkostningsægte vis skaber et indirekte geografisk incitament fsva. fleksibelt, afbrydeligt forbrug til at placere sig hensigtsmæssigt ift. kapaciteten i transmissionsnettet. Dette indirekte incitament afhjælper – i hvert fald fsva. stort fleksibelt forbrug med begrænset netadgang – delvist den mangel ift. omkostningsægte tarifiering, som følger af forbuddet imod geografisk differentiering.

Som perspektivering og for at give et helhedsbillede er det også vurderet, hvordan afbrydelighed vil passe sammen med en evt. fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling. En sådan omlægning forventes i løbet af få år. En kapacitetsbetaling vil være en omkostningsægte betaling for at have rådighed over kapacitet i nettet, uanset om man benytter sig meget eller lidt af det.

En fuldstændig obligatorisk kapacitetsbetaling vil dog kunne have væsentlig betydning i forretningsplanen for stort, fleksibelt forbrug – specielt forbrug med få driftstimer. Hvis det medfører en stor omkostning, vil store, fleksible kunder derfor ikke nødvendigvis ønske at have sikkerhed for altid at have kapacitet til rådighed. Dette er specielt relevant for store elkedler, dvs. anlæg som netop forventes at skulle spille en vigtig rolle i sektorkoblingen ifm. den grønne omstilling.

Hvis der indføres en kapacitetsbetaling, forventes det, at tarifreduktionen for begrænset netadgang vil blive lagt netop på kapacitetsbetalingen. En sådan model vil bevirke, at kunderne får ca. samme reduktion i den årlige tarifbetaling uanset antallet af fuldløstimer. Dette er illustreret i kapitel 9 (=bilag 1) i figurerne i afsnittene 9.2.4 og 9.3.4. Det vil give en fleksibel kunde – og specielt en kunde med få driftstimer - en mulighed for ikke at skulle betale en uforholdsmæssig stor fast omkostning hvert år for at have sikkerhed for at have en kapacitet til rådighed, som kunden ikke har behov for.

Det må derfor forventes at netproduktet – eller noget tilsvarende med mulighed for fritagelse for en fast kapacitetsbetaling – vil være en væsentlig forudsætning for at Energinet vil kunne videreudvikle sin generelle tarifiering i en mere omkostningsægte retning.

Selv om samspelet imellem netprodukterne og en evt. fremtidig tarifieringsmodel med kapacitetsbetaling altså er en vigtig del af helhedsbilledet, så vedrører det dog ikke den umiddelbare metodeanmeldelse, som primært skal vurderes ift. den nuværende tarifiering. Dette berøres

derfor ikke yderligere i denne sammenfatning. For uddybning af dette henvises til kapitel 8 samt direkte til kapitel 9 (=bilag 1).

Netprodukterne skal bl.a. vurderes ift. om de lever op til elforsyningslovens kriterier om at være

- Omkostningsægte,
- rimelige,
- og ikke-diskriminerende,

Der er - for hver af delanalyserne i de følgende kapitler - foretaget en vurdering af, om indførsel af netprodukterne vil føre til en samlet tarifieringsmodel, som er mere rimelig og mere omkostningsægte end den nuværende rene volumentarifering. Der er altså ikke vurderet, om der vil være tale om den helt ideelle samlede tarifieringsmodel. Det er kun vurderet, om de foreslåede netprodukter vil være en *forbedring* ift. de nuværende vilkår og tarifiering for brug af el-transmissionsnettet. Af hensyn til helhedsbilledet er det ligeledes vurderet, om netprodukter vil resultere i en mere omkostningsægte og mere rimelig tarifiering ifm. mulige fremtidige tarifieringsmodeller med geografisk differentiering, hhv. med en andel kapacitetsbetaling, end hvis sådanne tarifieringsmodeller blev introduceret uden at netprodukter indgik i disse tarifieringer.

Alt i alt er det Energinets vurdering, at begrænset netadgang vil supplere den nuværende ensartede volumentarif godt, og at den både vil være mere rimelig og mere omkostningsægte end den nuværende ensartede volumentarif er.

Det er også Energinets vurdering, at netprodukter vil passe godt sammen med eventuelle fremtidige og mere omkostningsægte tarifieringer, uanset om den kommer til at indebære en geografisk differentiering (jf. kapitel 7), en – forventet – todelt tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling (jf. kapitel 8 og bilag 1 (=kapitel 9)) eller begge dele.

Fsva. hvorvidt netprodukterne er ikke-diskriminerende så er det vurderet indledningsvis og på generelt niveau i dette notat; se afsnit 3.3.

- Fsva. TSO-tilsluttede kunder er netproduktet opbygget, så krav og vilkår er objektive og teknologi-uafhængige, og alle forbrugskunder i TSO-nettet vil kunne tilvælge det. Netproduktets opbygning sikrer dermed i sig selv, at elforsyningslovens krav om ikke-diskriminerende behandling er opfyldt fsva. TSO-tilsluttede forbrugskunder.
- Fsva. DSO-tilsluttede forbrugskunder så tilbydes netproduktet i første omgang *ikke* for kunder i distributionsnettene. Energinet ser dog ikke dette som diskrimination, idet kunder på basis af saglige og objektive kriterier allerede i dag behandles forskelligt, alt afhængig af hvor i nettet de er tilsluttet. Det er derfor i tråd med denne praksis, at Energinet med sit netprodukt i første omgang fokuserer på de kunder, som er direkte tilsluttet i Energinets eget net.

Som Forsyningstilsynet er bekendt med, er Energinet i samarbejde med Dansk Energi desuden i færd med at se på den fremtidige tarifiering af DSO-kunderne, herunder mulighederne for i en eller anden form at tilbyde netprodukter eller lignende værditilbud til store kunder i DSO-nettet. Indførsel af netprodukterne på TSO-niveau vil være en forudsætning for på et senere tidspunkt at kunne udvide ordningen til også at omfatte store DSO-tilsluttede kunder.

Alt i alt er indførsel af netprodukter i TSO-nettet derfor i sig selv en ikke-diskriminerende forbedring af tarifieringen fsva TSO-tilsluttede kunder, og det er samtidig et nødvendigt første skridt i den rigtige retning for at Energinet eller DSO'erne på et senere tidspunkt vil kunne tilbyde noget tilsvarende til de DSO-tilsluttede kunder.

### 3. Læsevejledning og generelle forbehold

#### 3.1 Læsevejledning

Dette notat er Energinets beskrivelse af den foretagne analyse af de mulige tarifmæssige konsekvenser for de afbrydelige kunder selv såvel som for de øvrige kunder ved indførelse af netproduktet "Begrænset netadgang".

Notatet er udarbejdet som svar på en række spørgsmål og ønsker om uddybende belysning, som Forsyningstilsynet har anmodet om. Det betyder, at dette notat skal ses som et supplement til og sammen med den metodeanmeldelse, som Forsyningstilsynet allerede har modtaget. Det er derfor forudsat, at læseren – i hvert fald i et vist omfang – kender til indholdet af dette materiale.

Notatet er opdelt i de fire hovedkapitler – kapitlerne 4 –7.

Kapitel 4 opstiller alle forudsætningerne for analysen. Der vil i sagens natur være en betydelig usikkerhed på en stor del af disse forudsætninger. Men af hensyn til i det hele taget at kunne gennemføre en numerisk analyse, er det dog nødvendigt at opstille præcist specificerede forudsætninger, uanset hvor stor usikkerhed der i øvrigt er på de enkelte tal. Disse usikkerheder skal selvfølgelig tages med i betragtning, når man vurderer resultaterne.

De største usikkerheder ligger formentlig på forhold såsom:

- Mængden af nyt forbrug,
- det nye forbrugs driftsmønster (antal driftstimer),
- valg af tilslutnings-sted/-område for det nye forbrug,
- valg af tilslutningsform (i dette notat er der kun belyst begrænset vs. fuld netadgang)
- omkostninger til større netudbygninger og de tarifmæssige konsekvenser af det
- samt - ikke mindst – den generelle udvikling i form af tilhørende udbygning af VE-elproduktion til at levere energien til det nye forbrug og de dertil hørende udbygninger af eltransmissionsnettet (i dette notat er der set bort fra dette, idet der kun er foretaget en marginal-analyse af virkningen af det nye forbrug)

Kapitel 5 beskriver analyseresultaterne for 12 forskellige enkeltcases med en antaget nettilslutning af:

- hhv. en elkedel eller et elektrolyseanlæg,
- med fuld eller begrænset netadgang,
- og med tilslutning i et overskudsområde, et neutralt område eller et forbrugsområde (som defineret i kapitel 4)
- 

Analyserne foretages både ift. den nuværende volumenbaserede tarif og ift. en mulig fremtidig tarifiering med kapacitetsbetaling. Det vil sige, at dette kapitel giver en beskrivelse af hvad den marginale påvirkning af tariffene vil være, såfremt *ét* nyt stort forbrugsanlæg tilsluttes et givet sted i nettet og med hhv. fuld eller begrænset netadgang.

Kapitel 6 beskriver analyseresultaterne for en *samlet case* med den i Analyseforudsætninger 2020 antagne forbrugsudvikling af elkedler og elektrolyseanlæg frem mod 2040 tilsluttet i dagens net, og hvor alt forbrug er antaget tilsluttet som separate forbrugsanlæg i det kollektive eltransmissionsnet. Analyserne foretages både ift. den nuværende volumenbaserede tarif og ift. en mulig fremtidig tarifiering med kapacitetsbetaling.

Det vil sige, at dette kapitel giver en beskrivelse af hvad den samlede påvirkning af tariffene vil være, såfremt alt det i AF2020 forudsatte ekstra elkedel- og elektrolyseforbrug tilsluttes som separate forbrugsanlæg i det kollektive eltransmissionsnet, med en givet geografisk fordeling og med hhv. fuld eller begrænset netadgang.

Kapitel 7 rummer en perspektivering af begrænset netadgang set ift. spørgsmål om indirekte geografiske incitamenter indbygget i netproduktet i sin nuværende form, og hvordan netproduktet vil passe sammen med en eventuel fremtidig tarifering med geografisk differentiering på forbrugstariffen.

Derudover er der følgende afsnit og bilag:

Kapitel 8 opsummerer indholdet af bilag 1, hvor analyserne fra kapitlerne 5 og 6 er gentaget for en evt. fremtidig tarifieringsmodel med en andel af kapacitetsbetaling. Denne opsummering bidrager til helhedsbilledet af hvordan netprodukterne passer ind ikke blot ift. den nuværende men også ift. en evt. fremtidig tarifering.

Kapitel 9 (=bilag 1) indeholder som netop nævnt en gentagelse af analyserne fra kapitlerne 5 og 6 for en evt. fremtidig tarifieringsmodel med en andel af kapacitetsbetaling.

### 3.2 Generelle forbehold

Når der foretages en analyse som denne, er det nødvendigt at lave meget specifikke antagelser om alt, som indgår i analysen. Dette omfatter alle de tekniske forudsætninger, såvel som definition af de i analysen anvendte tarifmodeller. Herved kommer resultaterne fra analysen helt automatisk til også at fremstå som meget præcise tal. Men da der er stor usikkerhed om inputtet til analysen, vil der være en tilsvarende stor usikkerhed på resultaterne fra analysen. Analysen kan derfor bedst beskrives som "*en præcis analyse på et upræcist grundlag*" – og resultaterne skal fortolkes og vurderes i det lys.

Ud over de ovenfor nævnte konkrete usikkerheder skal det også påpeges, at der kun er belyst situationer, hvor alt det nye forbrug tilsluttes som separate forbrugsenheder i det kollektive eltransmissionsnet.

Set ift. denne analyse er det derfor vigtigt at understrege, at læseren skal opfatte resultaterne i kapitel 6 som *en sandsynlig øvre grænse* for spændet for den mulige tarifpåvirkning ved indførelse af netprodukterne – og hvor den nedre grænse selvfølgelig er nul, hvis der – mod forventning – ikke er nogen kunder, der vælger at benytte sig af netproduktet. Den øvre grænse er udregnet under en forudsætning om, at alt det nye store fleksible forbrug bliver tilsluttet som *separate* forbrugsenheder i det kollektive eltransmissionsnet med fuld, hhv. begrænset netadgang.

### 3.3 Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier

Elforsyningsloven kræver:

- at vilkårene for brug af nettet, herunder betalingen for brug af nettet skal være rimelig,
- at vilkår og tarifering skal være ikke-diskriminerende baseret på objektive vilkår,
- og at tarifering for brug af det kollektive eltransmissionsnet skal være omkostningsægte i den betydning at "kunde grupper", jf. EFL § 73, skal tilføres ift. de omkostninger, som de "giver anledning til".

Det er samtidig også væsentligt, at vilkår og tarifiering er simple og transparente, samt at tarifieringsmodeller kan implementeres i praksis. Samtidig er det, jf. EFL § 73, forbudt at differentiere geografisk i prissætningen. Disse krav er modstridende ift. de andre krav, og det vil formentlig ikke være muligt at lave en helt ny tarifieringsmodel, som på perfekt vis opfylder alle disse ønsker og krav.

Et krav om at en ny tarifmodel skal være fuldkommen ideel vil blot forhindre, at forbedringer bliver indført, og bevirke at udviklingen låses fast på den tarifmodel og med de vilkår, som p.t. gælder.

I praksis er det derfor mere relevant at vurdere, om de foreslåede netprodukter er en *forbedring* ift. den nuværende vilkår og tarifiering for brug af eltransmissionsnettet snarere end at vurdere om de er helt ideelle.

Der vil derfor i alle de følgende afsnit blive vurderet, om indførsel af netprodukterne vil resultere i en

- mere rimelig
- og mere omkostningsægte

tarifiering set ift. den nuværende tarifiering, hvor vilkårene og tarifferne er helt ens for alle TSO-tilsluttede kunder, uanset om kunderne ønsker det eller ej.

Fsva. omkostningsægte tarifiering ift. "kundegrupper", så skal det understreges, at Energinet allerede foretager en gruppering af kunderne og tariferer disse grupper forskelligt, men p.t. dog kun ift. kundens fysiske forhold. Kunderne er grupperet i TSO-tilsluttede og DSO-tilsluttede kunder. Dvs. en gruppering, som udelukkende tager udgangspunkt i, hvor kundens anlæg fysisk set er nettilsluttet.

Tarifieringsmæssigt er det kun de DSO-tilsluttede kunder, som via nettarriffen bidrager til omkostningerne til transformere fra 132/150 kV-niveau ned til de underliggende DSO-net. Dette er rimeligt og omkostningsægte, idet kunder i TSO-nettet selvfølgelig ikke har gavn af eller bidrager til omkostninger til transformere, som udelukkende er etableret for at forsyne DSO-tilsluttede kunder.

En evt. indførsel af netprodukter for TSO-tilsluttede kunder vil indebære, at der indføres en ekstra kundegruppe baseret på et aftalemæssigt forhold i kundens nettilslutningsaftale, og altså ikke baseret på et fysisk forhold i nettilslutningen. Dette er et objektive kriterie. Vurderingen af omkostningsægtighed vil derfor tage udgangspunkt i, om kunder med begrænset netadgang som gruppe betraget giver anledning til færre omkostninger end andre kunder.

Fsva. spørgsmålet om ikke-diskrimination så behandles det kun her og på generelt niveau.

- For TSO-tilsluttede forbrugskunder så tilbydes netproduktet på ikke-diskriminerende vilkår til alle forbrugskunder, som er direkte tilsluttet i Energinets eltransmissionsnet. Der stilles kun teknologi-uafhængige, tekniske krav om, at forbruget via tilslutningen skal være geografisk og elektrisk velafgrænset, og at forbruget skal kunne reduceres eller afbrydes på fastlagte vilkår. Fsva. TSO-tilsluttede forbrugskunder er elforsyningslovens krav om ikke-diskriminerende behandling derfor helt automatisk opfyldt direkte som en del af de beskrevne vilkår i netproduktet.
- Fsva. ikke-diskrimination ift. DSO-tilsluttede forbrugskunder så tilbydes netproduktet, i hvert fald i første omgang, ikke for kunder i distributionsnettene. Energinet ser dog ikke dette som diskrimination, idet kunder på basis af saglige og objektive kriterier allerede i dag behandles forskelligt, alt afhængig af hvor i nettet de er tilsluttet. Som nævnt ovenfor er der forskellige Energinet nettarriffer for DSO- og TSO-tilsluttede kun-

der. Netselskabernes vandfaldsmodel medfører også forskellige tariffer for kunder afhængig af hvilket spændingsniveau de er tilsluttet på. Derudover har kunder i netselskaberne også mulighed for at benytte sig af netselskabernes produkt med begrænset netadgang. Det er derfor i tråd med denne praksis, at Energinet med sit netprodukt i første omgang fokuserer på de kunder, som er direkte tilsluttet i Energinets eget net.

Som Forsyningstilsynet er bekendt med, er Energinet i samarbejde med Dansk Energi desuden i færd med at se på den fremtidige tarifiering af DSO-kunderne. Dette arbejde omfatter også mulighederne for i en eller anden form at tilbyde netprodukter eller lignende værditilbud til store kunder i DSO-nettet. I den forbindelse er Energinet i samarbejde med Radius Elnet og Dansk Energi i færd med at scope og gennemføre et pilotprojekt, hvor de tekniske og aftalemæssige forhold for en mulig løsning for at tilbyde netproduktet for brug af TSO-nettet også til store kunder i DSO-nettet skal afprøves.

Indførelse af netprodukterne på TSO-niveau vil være en forudsætning for på et senere tidspunkt at kunne udvide ordningen til også at omfatte store DSO-tilsluttede kunder. Indførelse af netprodukter i TSO-nettet er derfor et nødvendigt første skridt i den rigtige retning for at Energinet eller DSO'erne på et senere tidspunkt vil kunne tilbyde noget tilsvarende til de DSO-tilsluttede kunder.

Spørgsmålet om ikke-diskrimination vurderes på denne baggrund ikke yderligere i dette notat.

## 4. Opstilling af forudsætninger for analysen

I dette kapitel opstilles de relevante forudsætninger punkt for punkt ift. hvad der er blevet aftalt med FSTS.

### 4.1 Analyseforudsætninger

*Forsyningstilsynet lægger vægt på, at denne analyse bygger på allerede etablerede analyseforudsætninger for bl.a. elforbrug, produktion samt for forbrug for forskellige forbrugsprofiler, bl.a. antal fuldlasttimer etc.*

Det grundlæggende princip for prisfastsættelse af Energinets ydelser er, at tarifiering så vidt muligt skal ske omkostningsægte og på ikke-diskriminerende vilkår ift. de omkostninger, som de enkelte kunde grupper giver anledning til.

Det skal derfor indledningsvis bemærkes, at de præcise analyseforudsætninger faktisk ikke har væsentlig betydning ift. en *principiel* vurdering af netprodukter med begrænset netadgang set ift. bestemte typer af forbrug. Analyseforudsætningerne er kun relevante ift. at vurdere hvor stor *betydning* en eventuel indførsel af netprodukterne vil have ift. dels de relevante typer af forbrug, og dels ift. alle øvrige brugere af det kollektive elnet.

Der fokuseres i dette notat udelukkende på elektrolyse-/PtX-anlæg og elkedler, da det er disse anlæg, som forventes på samme tid både at have så store maksimal-effekter og så store fleksibilitetsmuligheder, at begrænset netadgang vil være relevante både for dem selv og for drift og planlægning af det kollektive transmissionsnet.

”Analyseforudsætninger 2020” rummer også forudsætninger om alle andre typer af forbrug samt om udviklingen i elproduktionskapaciteten. Dette er uden betydning i dette notat, hvor der kun skal ses isoleret på konsekvenserne af at indføre netprodukterne for fleksibelt forbrug.

#### 4.1.1 Elektrolyse-/PtX-anlæg

I Energistyrelsens (ENS’) ”Analyseforudsætninger 2020”, som blev offentliggjort d. 31. august 2020 specificeres der - for første gang - en konkret forventning til udviklingen i PtX-anlæg frem mod 2040.

Nedenstående er tekst fra ENS’ baggrundsnotat om PtX-anlæg – med kursivering tilføjet for at fremhæve punkter, som er vigtige ift. dette notat.

”Der forventes en gradvis udbygning med en kapacitet på ca. 1 GW i 2030 og ca. 3 GW i 2040. Udbygningen med PtX-anlæg er baseret på en antagelse om en *gennemsnitlig drift på 5.000 fuldlasttimer per år*. Det forventede elforbrug til PtX er således ca. 5 TWh i 2030 og 15 TWh i 2040.”

”Det forventes, at især elektrolyseanlæggene, der er de væsentligste elforbrugende enheder i PtX-produktionen, vil drives med en høj grad af fleksibilitet i forhold til elnettet. Dels vil driften afhænge af elprissignaler *og dels antages anlæggene at have vilkår som afbrydelige kunder. Som udgangspunkt kan udviklingen for PtX derfor ikke i sig selv antages at drive investeringer i hverken ny spidslast elproduktionskapacitet eller bagvedliggende netforstærkninger*. Omvendt kan den mere fleksible drift af elektrolyseanlæg (set ift. andre, traditionelle elforbrugere) bidrage til indpasning af fluktuerende VE-elproduktion.”

”Usikkerheden omkring den samlede produktion af PtX-brændstoffer i Danmark vurderes derfor umiddelbart særlig stor i opadgående retning fra det centrale forløb, da der også på kort sigt kan etableres anlæg med udgangspunkt i muligheder for eksport.”

Prognosen fsva. elektrolyse-/PtX-anlæg er vist i Figur 1 i afsnit 4.1.3 nedenfor sammen med prognosen for elkedler.

#### 4.1.2 Elkedel-anlæg

I Energistyrelsens (ENS’) ”Analyseforudsætninger 2020”, som blev offentliggjort d. 31. august 2020 er der også specificeret den forventede udvikling i elkedler frem mod 2040.

Nedenstående er tekst fra ENS’ baggrundsnotat om termisk kapacitet (dvs. kraftværker), varmepumper mv. (hvor mv. bl.a. er elkedler) – med kursivering tilføjet for at fremhæve punkter, som er vigtige ift. dette notat.

”Elkedler har en forholdsvis kort planlægnings- og etableringshorisont. Dette gør en fremskrivning særlig usikker selv på kort sigt, da der kun er kendskab til få anlæg i pipeline.

De to primære drivere for etableringen af elkedler er dels mulighederne for indtjening på elmarkeder for systemydelse, dels muligheden for at fungere som grøn, fleksibel spids- og reserve-last i fjernvarmesystemet.”

Prognosen fsva. elkedler er vist i Figur 1 i afsnit 4.1.3 nedenfor sammen med prognosen for PtX-anlæg.

#### 4.1.3 Sammenfatning vedr. analyseforudsætninger.

Forventningerne i ”Analyseforudsætninger 2020” til udviklingen i installeret effekt og årligt energiforbrug fra hhv. elektrolyse-/PtX-anlæg og elkedler frem mod 2040 er som anført i tabellen herunder.

Årstal	2020	2025	2030	2035	2040
<b>PtX</b>					
Kapacitet (MW)	0	250	1.000	2.000	3.000
Energiforbrug (GWh)	0	1.250	5.000	10.000	15.000
Fuldlasttimer (h)	N/A	5.000	5.000	5.000	5.000
<b>Elkedler</b>					
Kapacitet (MW)	877	1.289	1.679	1.924	2.104
Energiforbrug (GWh)	147	93	242	352	563
Fuldlasttimer (h)	168	72	144	183	268
<b>Netto elforbrug DK (TWh)</b>	<b>32,9</b>	<b>41,9</b>	<b>54,5</b>	<b>67,4</b>	<b>80,1</b>
- Andel PtX	0,0%	3,0%	9,2%	14,8%	18,7%
- Andel elkedler	0,4%	0,2%	0,4%	0,5%	0,7%

Figur 1 Analyseforudsætninger 2020 - PtX & elkedler

”Analyseforudsætninger 2020” indeholder ikke længere informationer om forventede maksimale samtidige forbrug – altså systemets maksimale forbrugsbelastning i MW. Dette vil i stedet fremkomme som et output af årskørsler fra Energinets markedsanalyser, og de analyser er

endnu ikke gennemført. Det er derfor på nuværende tidspunkt ikke muligt at oplyse, hvad det er iht. AF2020.

I AF2019 var maksimalbelastningen derimod en angivet størrelse. I AF2019 var den for 2019 på 6.545 MW stigende til 10.111 MW i 2040. Det skal desuden bemærkes, at PtX *ikke* indgik i opgørelsen i AF2019, så det må formodes, at systemets maksimalforbrug i 2040 vil blive endnu højere i AF2020 med PtX inkluderet.

Ud fra tallene kan man dog allerede nu se, at kapaciteten i AF2020 for elkedler og PtX-anlæg i år 2040 på 2.104 MW + 3.000 MW  $\approx$  5.100 MW er sammenlignelig med maksimalbelastningen i AF2019 på 6.545 MW i 2019. Der er altså tale om nye belastninger, der er af *ca. samme størrelsesorden* som den *samlede* maksimale forbrugsbelastning i dagens elsystem. Dvs. at der *ikke* er tale om små marginale ændringer, hvor rene marginalbetragtninger vil være tilstrækkelige. Tilslutningsbetingelserne for det nye forbrug vil derfor have væsentlig betydning for hvilke ekstra netomkostninger de vil give anledning til.

Fsva. PtX-anlæggene er det årlige energiforbrug baseret på en *à priori antagelse* om, at *antallet af fuldlasttimer vil være 5.000*. Der er endnu ikke konkrete erfaringstal at sammenligne med, og der er heller ikke analysemodeller tilgængelige, som på troværdig vis kan modellere et endnu ikke eksisterende marked for PtX-produkter.

Iflg. meldinger fra branchen forventer Energinet dog, at antallet af fuldlasttimer vil være lidt større – f.eks. 6.000 fuldlasttimer - idet den store anlægsinvestering *nødvendiggør* et meget stort antal driftstimer for at *gøre* anlæggene rentable; specielt for de anlæg, der etableres først. De 5.000 fuldlasttimer er derfor en konservativ vurdering, og de anvendes i denne analyse.

For et elektrolyseanlæg på 100 MW svarer de 5.000 fuldlasttimer til et årligt energiforbrug på:  
500.000 MWh/år

For elkedler er driften og dermed energiforbruget baseret på modelberegninger foretaget i Energistyrelsens Ramses-model. Antallet af fuldlasttimer varierer over årene imellem 70 og 270, dvs. med en gennemsnitsværdi på *170 fuldlasttimer*.

Det kan dog bemærkes, at der i de seneste år i praksis er konstateret et højere antal fuldlasttimer – anslået omkring 500 – på eksisterende elkedler (primært DSO-tilsluttede). Det er specielt i DK1, at dette har været tilfældet; formentlig pga. specialregulering imod Tyskland for at afhjælpe flaskehalse i det tyske transmissionsnet fra Slesvig-Holsten og sydpå over Elb-snittet. Det kan tilføjes, at Elb-snittet selvfølgelig *ikke* er en intern flaskehals i den danske budzone DK1, og at netproduktet "Begrænset netadgang" derfor ikke ville have hindret afbrydelige kunder i at agere på dette specialreguleringsmarked.

En del af denne analyse tager – fsva. nettilslutning af nye elkedler og elektrolyseanlæg – udgangspunkt i den slutsituation, som der iflg. Analyseforudsætningerne vil være i stadium 2040, jf. afsnit 4.4. Derfor anvendes de 268 fuldlasttimer for elkedler i stadium 2040 i denne analyse.

For en elkedel på 100 MW svarer de 268 fuldlasttimer til et årligt energiforbrug på:  
26.800 MWh/år

Tabel 1 Antal fuldlasttimer og årligt energiforbrug for 100 MW-anlæg

	Fuldlasttimer	Årligt energiforbrug
	(FLH/år)	(MWh/år)
Elkedel	268	26.800
Elektrolyseanlæg	5.000	500.000

#### 4.2 Forudsætninger vedr. områdetyper

*Forsyningstilsynet ønsker at få anskueliggjort sammenhængen imellem kundens rådighed/adgang til nettet og betalt tarif/de facto reduktion af tariffen for forskellige geografiske områder.*

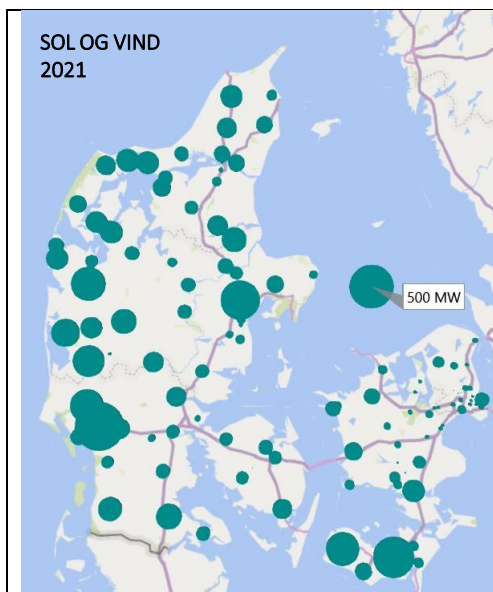
Det er rent teknisk åbenlyst, at hvis en stor kunde nettilsluttes i et forbrugsområde – dvs. i et større område med meget forbrug og meget lidt produktion – så skal det nye anlægs forbrug transporteres ind i området udefra. Og omvendt, hvis det nye forbrug placerer sig i et overskudsområde – dvs. i et større område, hvor der er meget produktion og kun lidt forbrug – så vil det nye anlæg kunne benytte den producerede el lokalt, i stedet for at energien skal transporteres ud af området til forbrug et andet sted i nettet.

Såfremt nettet til at forsyne forbrugsområdet ikke udbygges til at give det nye forbrug fuld netadgang – og det centrale i netproduktet med begrænset netadgang er netop, at nettet *ikke* skal udbygges af hensyn til afbrydeligt forbrug - så vil der – alt-andet-lige – være en større risiko for afbrud pga. netbegrænsninger i forbrugsområder end der vil være i overskudsområder.

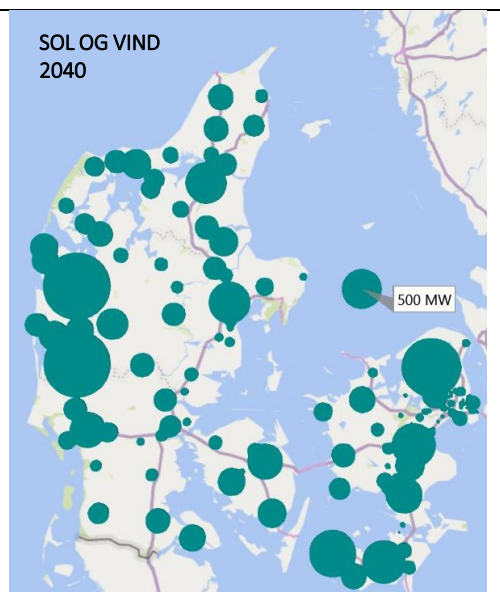
Dette vil helt åbenlyst give en forskel i kvaliteten af netadgangen for en afbrydelig kunde i et overskudsområde ift. en kunde i et forbrugsområde.

Energinet har i anden sammenhæng opstillet de følgende kort, hvor man kan se:

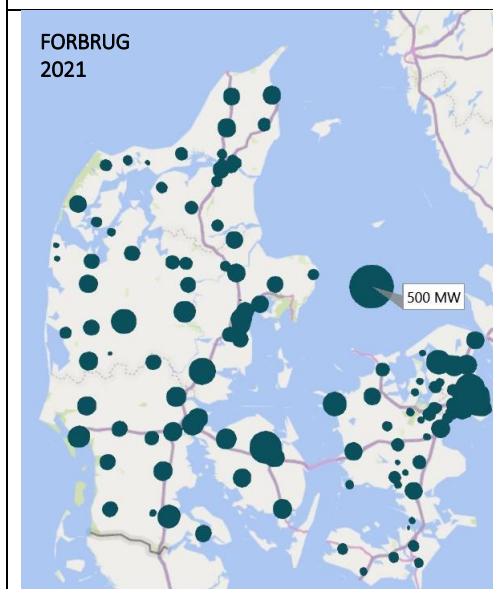
- Den geografiske fordeling af VE-produktion (Figur 2 og Figur 3), hhv. af forbrug (Figur 4 og Figur 5), for år 2021 og for år 2040, opgjort som maksimaleffekt. Disse fire kort er udarbejdet ifm. Energinets implementering af Analyseforudsætninger 2019.
- Samt en opgørelse af den *relative forbrugsdækning* (Figur 6 og Figur 7) – dvs. installeret produktionskapacitet divideret med maksimalforbrug, igen begge dele opgjort i maksimaleffekt – pr. kommune. Disse to kort er udarbejdet med udgangspunkt i Energinets [Kapacitetskort 2020](#).



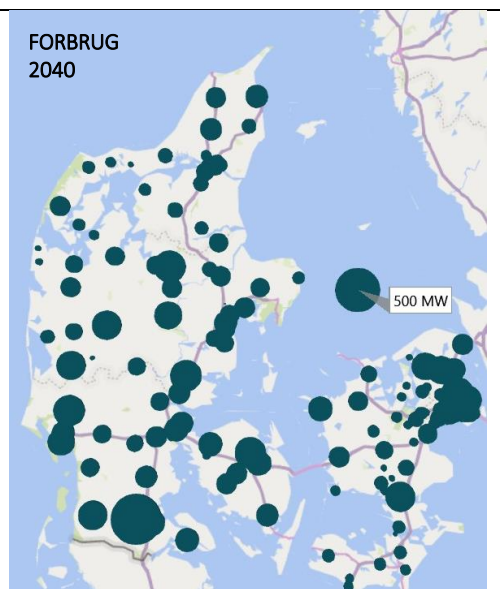
Figur 2 Fordeling af VE-produktion 2021



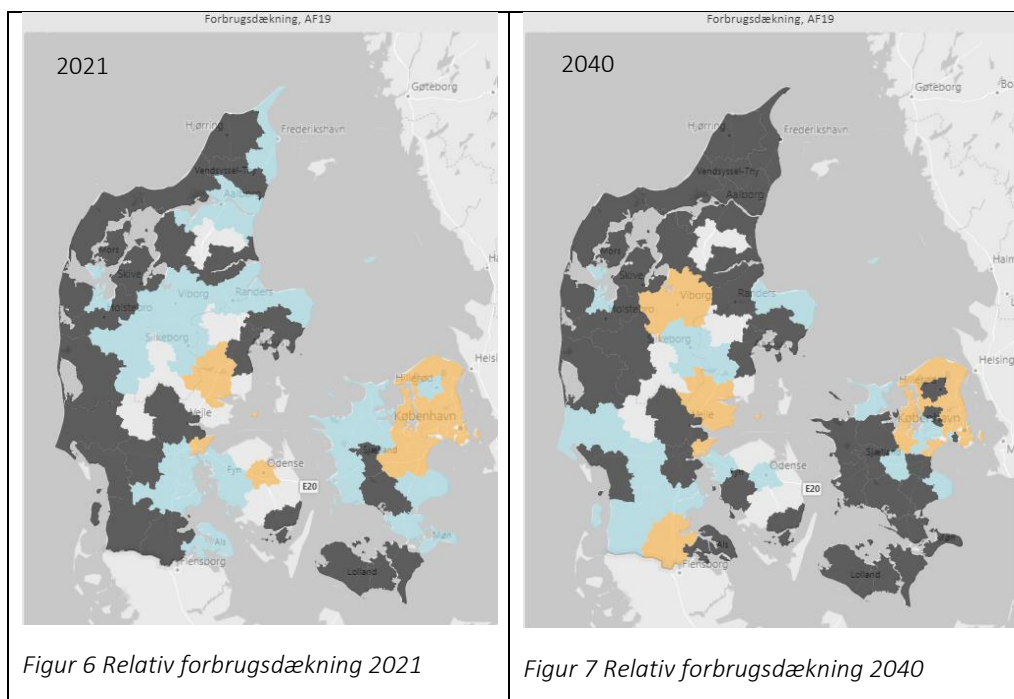
Figur 3 Fordeling af VE-produktion 2040



Figur 4 Fordeling af Forbrug 2021



Figur 5 Fordeling af forbrug 2040

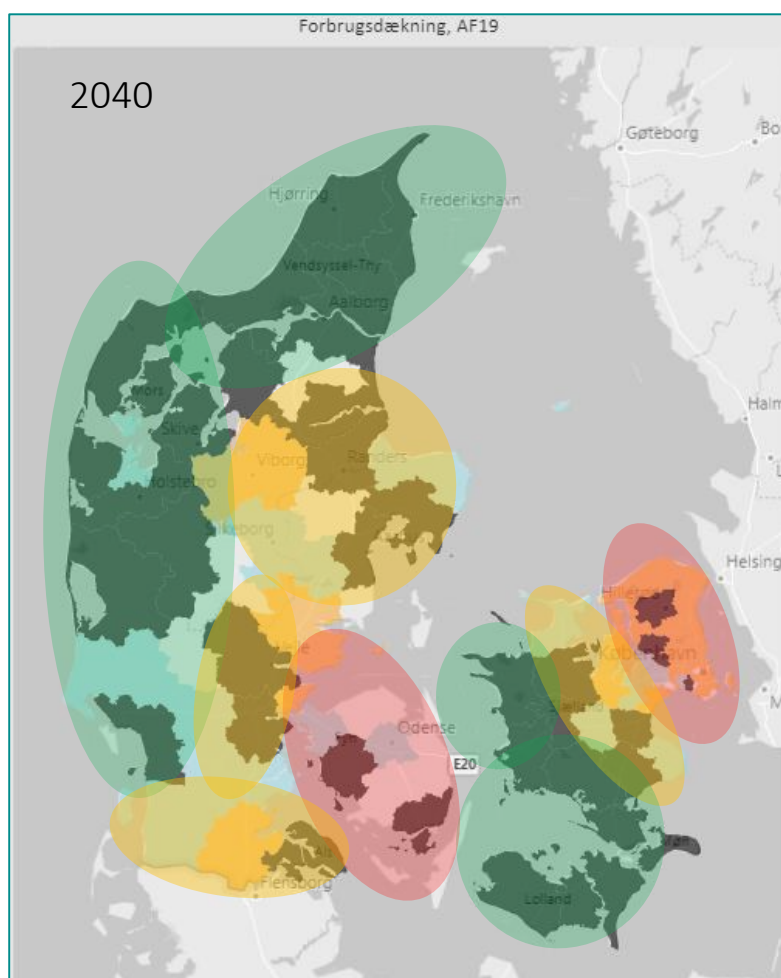


NB: De sidste kort med forbrugsdækningen (Figur 6 og Figur 7) tager udgangspunkt i en teknisk vinkel ift. hvor produktionen og forbrug er opgjort ift. hvordan Energinets transformerstationer i de enkelte kommuner er belastet af hhv. produktion og forbrug. Det er altså ikke opgjort ift. produktionen og forbruget i kommunerne selv. Det giver selvfølgelig et uklart billede på lokalt niveau, hvis forbruget (eller produktionen) ligger i én kommune, men hvor distributionsnettet i området gør, at det belaster en transformerstation i en anden kommune. Nettilslutning af store havvindmølleparker sker også direkte i en transformerstation på transmissionsniveau og kan derfor påvirke den beregnede forbrugsdækning af en enkelt kommune voldsomt, specielt hvis transformerstationen ligger i en landkommune med lavt forbrug. Da der er tale om forholdstal, som beregnes ift. forbruget, så vil et lavt forbrug desuden bevirke, at selv en moderat produktion vil fremstå som en stor forbrugsdækning.

Kortene med forbrugsdækning er derfor kun retvisende, hvis man bruger dem til at danne sig et overblik over *større* områder; altså hen over et antal kommuner, for at se det overordnede billede, samt hvis man sammenholder dem med de foregående kort for at danne sig et overblik over det absolutte niveau af hhv. forbrug og produktion.

Det følgende er ikke en præcis definition, men hvis karakteren af forskellige områder skal beskrives i overordnede termer, så kan man tale om tre forskellige områdetyper; overskuds-områder, neutrale områder (hverken overskud eller underskud) og forbrugs-/underskuds-områder.

På baggrund af ovenstående kort viser nedenstående Figur 8, hvordan områdetyperne kan tænkes at være fordelt i stadium 2040, såfremt Energinets forventninger til fordeling af ny VE-produktion og den generelle forbrugsudvikling holder nogenlunde stik. Dvs. under forudsætning af, at den største del af kommende VE-produktion nettilsluttes i yderområder såsom Lolland-Falster og Sydsjælland samt i Nord- og Vest-jylland, og med forbrugscentre i Storkøbenhavn/dele af Nordsjælland samt Fyn+Trekantsområdet.



Figur 8 Indikation af område typer stadium 2040

Det skal bemærkes, at denne områdeinddeling er baseret på en forventning om nettilslutning af hhv. ny VE-produktion og af nyt forbrug. Det betyder også, at hvis der i meget stort omfang nettilsluttes nyt stort forbrug med fuld netadgang i et område, der hidtil var et overskudsområde, så kan området ændre karakter. Det vil sige, at områder kan ændre karakter over tid, hvorved risikoen for afbrud i et givet område kan ændre sig afhængig af hvad andre aktører – prodcenter såvel som forbrugere – gør. Det må selvfølgelig betragtes som et grundvilkår, at der kan ske en generel udvikling i det omkringliggende samfund. Betydningen af dette er uddybet i afsnit 2.1 i notat 18/08139-125 ”Netprodukter – supplerende sagsbelysning”, som er fremsendt til Forsyningstilsynet sammen med dette notat.

#### 4.3 Forudsætninger vedr. omkostninger til netkapacitet

*Forsyningstilsynet lægger vægt på, at denne analyse bygger på data fra teknologikataloget fsva. omkostninger til etablering af transmissionsanlæg.*

Ift. forsyning af forbrug – med eller uden netprodukter med begrænset netadgang - skal Energinet forholde sig til, hvad omkostningerne vil være til at sikre den nødvendige kapacitet i transmissionsnettet. Der findes imidlertid ikke oplysninger i teknologikataloget om omkostninger til transmissionsnet. Fsva. transmission og distribution af elektricitet rummer teknologikataloget kun informationer om distributions-net.

Energinet vil derfor - til brug for disse konsekvensanalyser - i stedet anvendes estimerede gennemsnitlige værdier for kapacitetsomkostningerne til det *dybe*, hhv. det *nære* net ved tilslutning af forbrugenheder i blokke af 200 MW. Sådanne gennemsnitlige værdier kan estimeres med udgangspunkt i erfaringer fra konkrete sager, uden at der skal laves detaljerede og tidskrævende netplanlægningsanalyser.

- Det *dybe* net svarer til det *bagvedliggende* net, som skal bruges til enten at transportere energi *til* forbrugs/underskuds-områder eller til at transportere overskydende energi *væk fra* overskudsområder. Når der skal etableres net til det formål, omtales det som *indirekte netforstærkninger*.
- Det *nære* net svarer til det *lokale* net fra nabostationer frem til tilslutningspunktet. Når der skal etableres net til det formål, omtales det som *direkte netforstærkninger*.
- NB: Ved tilslutning af ekstra forbrug i et overskuds-område vil der naturligvis ikke være behov for at forstærke det bagvedliggende net af hensyn til forbruget. Til gengæld kan nyt forbrug i et overskudsområde *reducere* behovet for netforstærkninger til at transportere overskydende effekt *væk fra* området.

Det vil rent teknisk være meningsfyldt at gøre dette op til et antal sådanne 200 MW-blokke i et givet område – fra 1 op til måske 2-3 blokke, afhængig af hvor i nettet det givne område er placeret. Såfremt der skal tilsluttes væsentligt større effekter end det, vil det være en helt anden, fremtidig situation, hvor der vil være meget stor usikkerhed om mange forhold; både tekniske løsninger og rammevilkår, samtidig med at selve området kan ændre karakter fra at være et overskudsområde til ikke længere at være det.

Bemærk at der fsva. det bagvedliggende net tages udgangspunkt i gennemsnitlige *kapacitetsomkostninger* og ikke til konkrete *netforstærkningsomkostninger*.

- Kapacitetsomkostningerne viser hvad det *i gennemsnit* koster at etablere - og på et senere tidspunkt reinvestere – for at sikre net til en given forbrugskapacitet et sted i nettet.
- Netforstærkningsomkostninger vil derimod referere til konkrete store projekter, hvor omkostningerne som udgangspunkt ikke har en 1:1-sammenhæng med den enkelte nettilslutning.
  - o Ved én tilslutningssag kan der i nogle tilfælde være tilstrækkelig ledig kapacitet i nettet pga. tidligere etablerede netforstærkninger. I de tilfælde er der ikke nogen netforstærkningsomkostninger i direkte konsekvens af den enkelte tilslutning.
  - o I andre tilfælde kan én nettilslutningssag være den udløsende faktor for et nyt transmissionsprojekt. I de tilfælde vil der pga. stordriftsfordelene ved naturlige monopoler og pga. nettets kollektive natur normalt blive etableret mere kapacitet i det bagvedliggende net end hvad der snævert set er behov for af hensyn til den enkelte tilslutningssag.

Da planlægning og udbygning af transmissionsnet har en langsigtet horisont, da der – jf. Analyseforudsætningerne, se afsnit 4.1 – forventes et stærkt stigende elforbrug frem mod 2030 og videre imod 2040 og da tarifiering under alle omstændigheder er baseret på gennemsnitsbetragtninger for kundekategorier, er det efter Energinets opfattelse derfor mest retvisende at se på forventede *gennemsnitlige* kapacitetsomkostninger fremfor at se på konkrete netforstærkningsomkostninger i relation til specifikke enkeltprojekter.

Energinet har derfor opstillet nedenstående tabeller for forbrug med *fuld* netadgang, hhv. med *begrænset* netadgang, hvor der er opgjort estimerede *gennemsnitlige* omkostninger til netkapacitet for det *dybe* net, hhv. det *nære* net, for de tre forskellige områdetyper; overskuds-om-

råder, neutrale områder (hverken overskud eller underskud) og forbrugs-/underskuds-områder. Disse områdetyper er "blødt" defineret i afsnit 4.2. Disse estimerede omkostninger anvendes derefter i konsekvensanalyser ift. tarifpåvirkninger mv. Omkostningerne opgøres som MDKK/MW både fsva. det bagvedliggende net og også som MDKK/MW pr. tilslutning baseret på erfaringstal for konkrete forespørgsler om tilslutning af en 200 MW-blok. Størrelsen 200 MW er en passende enhedsstørrelse at tage udgangspunkt i til denne analyse, idet det ca. svarer til kapaciteten på et typisk 132/150 kV-kabel.

Fsva. overskudsområder vil nyt forbrug aflaste nettet og reducere behovet for at transportere energi væk fra området. I det tilfælde vil kapacitetsomkostningen til bagvedliggende net af hensyn til nyt forbrug derfor være negativ. *Omkostningen* til eksportnet kan opgøres, og *nyttevirkningen* af nyt forbrug ift. *reduceret* behov for eksportnet kan anslås ift. *driftsmønstret og et forventet antal fuldlasttimer for det nye forbrug*.

Det sidste betyder, at den negative kapacitets-"omkostning" til bagvedliggende net – i overskudsområder – skal opgøres *pr. forbrugstype*.

Det vil selvfølgelig være skønsmæssigt fastsatte tal, og Energinet anslår det til at være ca. 0-10 % for elkedler og ca. 70-90 % for elektrolyse-/PtX-anlæg.

- De ca. 0-10 % for elkedler er baseret på, at elkedlers mulighed for at være i drift hænger tæt sammen med varmegrundlaget; dvs. behovet for at producere varme, samt at elkedler typisk udgør spids- og reserve-last-enheder i varmforsyningen og med få fuldlasttimer. Der kan altså ikke gås ud fra, at elkedler altid vil være i drift, blot fordi elprisen er lav pga. høj VE-produktion. Såfremt der er sammenfald mellem et varmebehov og lave elpriser, kan elkedler dog også blive brugt som mellem- eller grund-last-enheder. Det vil derfor stadig være nødvendigt at have et eksportnet til at transportere det meste VE-produktion væk fra et overskudsområde, men elkedler vil dog sandsynligvis forrykke balancepunktet en smule for, hvor det vil være samfundsøkonomisk rentabelt at etablere eksportnet til overskydende VE-produktion. Det vurderes derfor, at ca. 5 % af elkedelkapaciteten vil være et konservativt gæt på, hvilken eksportnet væk fra området det *ikke* vil være samfundsøkonomisk rentabelt at etablere. Altså at der for hver 100 MW elkedel i et overskudsområde kan *undlades* at etablere eksportkapacitet til 5 MW VE-produktion.
- De 70-90 % for elektrolyse-/PtX-anlæg er baseret på, at PtX-anlæg skal have et stort antal driftstimer pr. år for at være rentable, at de er meget fleksible (formentlig enten med en vis grad af lagringsmulighed eller med hurtig videre bearbejdning af produceret brint til andet PtX-produkt), og at de pga. det store energiforbrug vil være mere i drift jo lavere elprisen er. Men samtidig kan det ikke antages, at de altid vil være i drift, selv når elprisen er lav, da drift af et elektrolyseanlæg skal hænge sammen med en efterspørgsel i hele den efterfølgende værdikæde. Det vurderes derfor, at ca. 80 % af elektrolyse-/PtX-anlægs-kapaciteten vil være et realistisk gæt på, hvilket eksportnet væk fra området det *ikke* vil være samfundsøkonomisk rentabelt at etablere. Altså at der for hver 100 MW elektrolyse-/PtX-anlæg i et overskudsområde kan *undlades* at etablere eksportkapacitet til ca. 80 MW VE-produktion.
- Begge disse vurderinger er baseret på en antagelse om, at det er muligt at begrænse overskydende VE-produktion, hvis der hverken er netkapacitet til at transportere det væk eller lokal efterspørgsel efter energien i de aktuelle timer. En sådan begrænsning kan f.eks. være i form af produktionsbegrænsning imod økonomisk kompensation eller et geografisk specifikt lokalt regulérkraftmarked for ned-regulering.

Energinets Netplanlægning har oplyst de nedenstående gennemsnitlige omkostninger til at etablere netforstærkninger til hhv. bagvedliggende net og lokalt net. Det skal understreges, at der kun er tale om generelle og groft anslåede omkostningerne, men de er baseret på generelle erfaringer, hvilket sikrer at størrelsesordenen er rigtig.

Det vurderes, at dette er tilstrækkeligt til en overordnet analyse af de tarifmæssige virkninger.

Tabel 2 Forbrugstype med FULD netadgang

Områdetype		Kapacitetsomkostning til bagvedliggende/dybt net (MDKK/MW)	Netforstærkningsomkostning til lokalt/nært net (MDKK/MW)
Overskudsområde*			
- Elkedler:		-0,1 (=5% af 2,0)	0,25 (0 – 0,5)
- Elektrolyse/PtX:		-1,6 (=80% af 2,0)	-- " --
- Omkostning til eksportnet		2,0	
- Nyttevirkning af forbrug ift. sparet eksportnet			
o Elkedler:		5 %	
o Elektrolyse/PtX:		80 %	
Neutralt område		0,25 (0 – 0,25)	0,25
Forbrugs-/underskuds-område		1,5 (1-2)	0,5 (0-1)

\* NB: Kapacitetsomkostning til bagvedliggende net er negativ i overskudsområder, da ekstra forbrug i sådanne områder reducerer behovet for netkapacitet i det bagvedliggende net.

Tabel 3 Forbrugstype med BEGRÆNSET netadgang:

Områdetype	Kapacitetsomkostning til bagvedliggende/dybt net (MDKK/MW)	Netforstærkningsomkostning til lokalt/nært net (MDKK/MW)
Overskudsområde*		
- Elkedler:	-1,6	0
- Elektrolyse/PtX:	-0,1	0
- Omkostning til eksportnet	2,0	
- Nyttevirkning af forbrug ift. sparet eksportnet		
o Elkedler:	5 %	
- Elektrolyse/PtX:	80 %	
Neutralt område	0	0
Forbrugs-/underskuds-område	0	0

\* NB: Kapacitetsomkostning til bagvedliggende net er negativ i overskudsområder, da ekstra forbrug i sådanne områder reducerer behovet for netkapacitet i det bagvedliggende net.

#### 4.4 Scenarier for placering af nyt fleksibelt forbrug i nettet - ift. stor indføddning af VE og ift. øvrigt forbrug.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at denne analyse bygger på udvikling af forskellige scenarier for placering af forbrug og produktion.

Set i lyset af den simplificerede form, som omkostninger til netforstærkninger i afsnit 4.3 er foreslået angivet, vil Energinet betragte det som eksempel-cases snarere end scenarier.

Med udgangspunkt i de tre foreslåede områdetyper i afsnit 4.3 vil Energinet opstille to gange to eksempelcases pr. områdetype, hvor der antages, at der skal tilsluttes en ny forbrugsenhed på 200 MW på en station i området, og at dette forbrug skal have fuld, hhv. begrænset netadgang, samt at det skal gøres for hver af de to forbrugstyper elkedel og PtX-anlæg (altså med få, hhv. mange fuldlasttimer). Dvs.  $3 \cdot 2 \cdot 2 = 12$  eksempelcases.

Idet der dermed tages udgangspunkt i om områderne er overskuds-, neutrale eller forbrugs-/underskuds-områder vil disse eksempelcases automatisk dække de relevante muligheder fsva. placering af det nye forbrug ift. hvor der er stor indføddning fra produktionsanlæg.

For at sætte resultaterne i perspektiv ift. forudsætningerne i AF2020 undersøges det endvidere hvad de *samlede* virkninger vil være med nye belastninger til elkedler og elektrolyse-/PtX-anlæg svarende til den forudsatte slutsituation i 2040, hvis man antog, at de blev etableret her og nu og skulle indpasses i det p.t. eksisterende elsystem, med den øvrige belastning som i 2020. Bemærk at der kun analyseres ift. de anlæg, som er forudsat at *komme til*. Da der allerede er ca. 900 MW elkedel-kapacitet i 2020 – primært i form af mindre elkedler tilsluttet i distributionsnettene – skal der altså kun 1.200 MW *ekstra* elkedel-kapacitet til for at nå op på slutsituationen på 2.100 MW i 2040.

Tabel 4 Antaget geografisk fordeling af det forudsatte nye elkedel- og PtX-forbrug frem mod 2040

Områdetype	Nye elkedler (MW)	Elektrolyse-/PtX-anlæg (MW)
Overskudsområde	200	1.500
Neutralt område	100	500
Forbrugs-/underskuds-område	900	1.000
<b>Total</b>	<b>1.200</b>	<b>3.000</b>

Energinet har antaget den geografiske fordeling af det forudsatte nye forbrug på områdetyperne som anført i Tabel 4 ovenfor. Den geografiske fordeling på områdetyperne er kun anslået. En fordeling som denne vurderes som realistisk ud fra de følgende overvejelser:

- At nye store elkedler primært kommer til i underskudsområder. Dvs. i de store belastningscentre, hvor der er eller tidligere har været *centrale* kraftvarmeværker, som er udfaset i 2040, samt at en del af fjernvarmebehovet i disse områder efter nedlukning af kraftvarmeværker vil blive dækket af elkedler. Dette vil primært være til spids- og reserve-last men muligvis også til mellemlast af fjernvarme, når elprisen er lav.
- Samt at der også kommer lidt ekstra elkedelkapacitet i de neutrale områder og overskudsområderne. Potentialet for dette vurderes dog til at være begrænset i disse områder, idet der allerede er etableret mange mindre elkedler i distributionsnettet på en del *decentrale* kraftvarmeværker, som primært befinder sig udenfor de store belastningscentre; dvs. netop i overskudsområder og neutrale områder. I disse områder er det formentlig i mindre grad store elkedler til fjernvarmeproduktion. Men til gengæld kan der måske i højere grad komme flere elkedler fordelt ud over f.eks. større industriforbrugere til procesvarme (f.eks. sukkerfabrikkerne).
- Og at elektrolyse-/PtX-anlæg i overvejende grad placeres i overskudsområder med indføddning af store mængder VE-produktion. Dette vil reducere behovet for netforstærkninger i eltransmissionsnettet, samtidig med at de resulterende PtX-produkter kan transporteres langt billigere i kemisk form end hvis den samme energi skulle transporteres som elektricitet fra overskudsområder til elektrolyse-/PtX-anlæg i de store belastningscentre.

- Samt at der dog også må antages at komme nogen elektrolyse-/PtX-anlæg i neutrale områder og underskudsområder. Dette vil svare til, at der vil være en lokal efterspørgsel efter PtX-produkter også i disse områder, som til en vis grad kan dækkes af lokal PtX-produktion. Dette kan f.eks. være brint til tung trafik, eller syntetiske flybrændstoffer til Københavns lufthavn. Samtidig vil det formentlig være muligt at udnytte overskudsvarme fra elektrolyse-anlæggene som grundlast til fjernvarmeproduktion i de store belastningscentre. Specielt på kort sigt vil en stor del af udviklingen formentlig ske i neutrale områder og underskudsområder, da andre faktorer såsom pladsforhold, nærhed til anden industri, varmegrundlag for fjernvarme formentlig vil betyde meget for de første anlæg. Men på længere sigt forventes det, at en stor del af anlæggene vil lægge sig i overskudsområder pga. økonomiske incitament til samplacering.

Bemærk, at der i disse analyser ud fra en alt-andet-lige-betragtning er set bort fra den nødvendige udbygning og tilslutning af nye VE-produktionsanlæg til at producere elektricitet til disse forbrugsanlæg. Det vurderes at være udenfor scope for denne overordnede analyse. Det ligger dog implicit i de opstillede forudsætninger, at en stor del af nye VE-produktionsanlæg formentlig vil føde ind i overskudsområder. Dette er selvfølgelig en nødvendig forudsætning for, at de anførte besparelser (=de negative kapacitetsomkostninger i overskudsområder) på udbygning pga. VE kan realiseres.

Se også kort i Figur 3 og Figur 7 i afsnit 4.2 med markering af VE-produktion samt produktionsoverskud i 2040.

*Bemærk at dette betyder, at når der i flere forskellige af de følgende afsnit er anført, at meromkostninger og tariffvirkninger kan være decideret negativ, så er det netop fordi der er gjort denne alt-andet-lige-antagelse, hvor der er set bort fra, at der selvfølgelig også vil komme andre omkostninger, som generelt vil hæve omkostningerne og dermed tariffjerne.*

*Dette er en abstraktion, men det vurderes, at det er uproblematisk i sammenhængen, idet formålet med denne analyse kun er at belyse den marginale virkning af at indføre netprodukter ift. ikke at gøre det.*

#### 4.5 Forudsætninger om begrænsninger

Energinets afdeling for Forsyningsikkerhed har foretaget en hurtig screeningsanalyse for at opgøre et forventet *gennemsnitligt* antal timer pr. år med begrænsninger for nyt stort afbrydeligt forbrug (med enheder på 200 MW) nettilsluttet i et antal forskellige stationer i hver af de tre områdetyper. Det gennemsnitlige tal kan dog dække over en betydelig variation imellem forskellige år, hvis der f.eks. skal foretages større planlagte revisionsarbejder i nettet. Screeningsanalysen er foretaget ift. *dagens net*, så det kan vurderes hvor meget midlertidigt ledig kapacitet der er i det *nuværende* eltransmissionsnet uden netudbygninger.

Der er i screeningsanalysen skelnet imellem afbrud forårsaget af lokale netbegrænsninger og af begrænsninger i det bagvedliggende net, og dette er summeret til et samlet tal pr. område-type.

Tabel 5 Forventet antal timer med begrænsninger

	Pga. begrænsninger i bagvedliggende net	Pga. lokale netbegrænsninger	I alt	I alt
	timer/år	timer/år	timer/år	%
Overskudsområde	0	0	0	0,00
Neutralt område	0,2	0	0,2	0,00

Forbrugsområde	161	31	192	2,19
----------------	-----	----	-----	------

Der skal knyttes følgende kommentarer til resultaterne af denne screeningsundersøgelse.

- Analysen er en manuel og ret omfattende analyse, så der er kun foretaget en analyse for én udvalgt eksisterende station pr. områdetype.
- Stationerne er valgt ud fra netplanlæggernes vurdering af hvad der vil være en typisk station i hver af områdetyperne.
- For forbrugsområderne er der dog erfaringsmæssigt både reelle begrænsninger og også større forskel på hvad nettets kapacitet til ekstra forbrug er. Der må derfor forventes, at der kan være større forskelle imellem stationer i forskellige forbrugsområder. Af den årsag er der for forbrugsområderne foretaget en analyse på 2 stationer; en på Fyn og en i Københavnsområdet.

Der er her anført gennemsnittet af resultaterne for de to stationer. De viste 192 timer/år er gennemsnittet af 333 og 51 timer/år. Det viste – som forventet - at der i forbrugsområder kan være en ret stor forskel på hvad der kan forventes af leverings-sikkerhed med begrænset netadgang.

- Det er – i hvert fald ifølge denne meget begrænsede screening – kun for stationer i forbrugsområder, at der - ud fra en gennemsnitsbetragtning - må forventes at optræde reelle begrænsninger ift. det bagvedliggende net.
- Fsva. lokale netbegrænsninger vil eventuelle begrænsninger – uanset områdetype - netop være relateret til de helt lokale forhold i nettet. Det kan derfor ikke forventes, at niveauet af lokale begrænsninger normalt vil være 0 i neutrale områder og overskudsområder, selv om det var resultatet af denne screening.

Disse forventede afbrudsniveauer vil blive anvendt i de følgende analyser til at belyse sammenhængen imellem kundens rådighed/adgang til nettet og betalt tarif/de facto reduktion af tariffen for forskellige geografiske områder

Bemærk også at dette er en angivelse af niveauet af *begrænsninger*, hvilket ikke er det samme som *afbrud* af en afbrydelig kunde. En begrænsning vil kun blive omsat til et afbrud, såfremt kunden ønsker at være i drift med sit anlæg på det tidspunkt, hvor begrænsningen indtræffer. Hvis kunden ikke er i drift med sit anlæg, vil begrænsningen kun komme til udtryk i form af en blokering af anlægget, så kunden ikke kan gå i drift med sit anlæg.

Bemærk også, at en begrænsning ikke nødvendigvis vil være det samme som et 100 % afbrud eller blokering af anlægget. En begrænsning kan f.eks. også betyde, at en afbrydelig kunde højst må trække 50 % af sin nominelle effekt fra nettet. Denne nuance er der set bort fra i Forsyningssikkerheds screeningsanalyse, og der er derfor også set bort fra det i de følgende analyser.

#### 4.6 Forudsætninger om tarifieringsgrundlag.

##### 4.6.1 Forudsætninger vedr. det eksisterende forbrug.

Energinet har tidligere udarbejdet detaljerede udtræk af forbrugsdata for år 2018 til brug for arbejde med tarifieringsmodeller og brugt disse data til at evaluere forskellige mulige tarifieringsmodeller. Det er en omstændelig proces at udtrække og aggregere forbrugsdata for kunderne i elsystemet til dette formål, og samtidig ændrer energiforbruget sig ikke voldsomt meget fra år til år. Det vurderes derfor, at det ikke vil have væsentlig betydning ift. disse overordnede analyser, om der tages udgangspunkt i forbrugsdata for det seneste hele år eller et af de

foregående. Der tages derfor udgangspunkt i dataudtrækket for 2018 som forbrugsgrundlag i denne analyse. Forbrugsgrundlaget for 2018 er vist i tabellen i Figur 9.

	2018		
	MWh/år	Heraf elkedler	%-del på net-niveau
DSO	32.222.290	221.381	0,69%
TSO	439.174	90.020	20,50%
I alt	32.661.464	311.401	0,95%
% DSO	98,7%	71,1%	
% TSO	1,3%	28,9%	

Figur 9 Forbrugsgrundlag 2018

#### 4.6.2 Forudsætninger ift. den nuværende tarifmodel med 100 % volumenbetaling:

Det er – selvfølgelig – et krav i denne analyse, at Energinet via tariferingen skal have et provenu til netop at dække sine omkostninger. For simpelheds skyld antages det i denne analyse, at det nuværende provenu-behov for det eksisterende transmissionssystem kan opgøres ved at tarifere forbrugsgrundlaget fra 2018 med system- og net-tarifferne fra 2020. Her anvendes altså den nyeste tarif for 2020: Systemtarif 44 DKK/MWh og nettarif 50 DKK/MWh.

Energinets omkostninger til nettarriffen kan desuden opdeles i betaling til kapacitetsomkostninger til forrentning og afskrivning, som betragtes som faste omkostninger, samt omkostninger til drift og vedligehold samt nettab, som betragtes som variable omkostninger.

Tabel 6 Tarif-niveau og -provenu

Tarif-type	Tarif-niveau (DKK/MWh)	Tarif-provenu (MDKK/år)
Systemtarif	44	1.437
Nettarif i alt	50	1.633
– heraf faste omkostninger	- 29	- 947
– heraf variable omkostninger	- 21	- 686
Energinet system- og net-tarif i alt	94	3.070

Der er netop foretaget en sådan opdeling for 2020-tariffen ifm. arbejdet med netprodukter for at kunne fastlægge tariffen for begrænset netadgang. Denne opdeling resulterede i, at en afbrydelig kunde kun skal betale sin andel af de variable omkostninger (21 DKK/MWh) og ikke skal bidrage til de faste omkostninger (29 DKK/MWh). Denne opdeling anvendes er vist i Tabel 6 ovenfor og er i det følgende anvendt som forudsætning for analysen.

#### 4.6.3 Forudsætninger vedr. udnyttelsesgrad af det samlede eltransmissionssystem.

Energinet har ifm. det løbende tarifarbejde også belyst muligheden for – fsva. store kunder; dvs. alle kunder i TSO-nettet samt de største kunder i DSO-nettet – at indføre en delvis kapacitetsbetaling for forbrug med fuld netadgang. Dette er nærmere beskrevet i kapitel 9 (=bilag 1), se afsnit 9.1.1.

Når der skal opstilles en tarifieringsmodel med kapacitetsbetaling for store kunder, er det selvfølgelig nødvendigt at fastsætte en pris pr. MW for disse store kunder. Den pris er i afsnit 9.1.1 beregnet til at være 89.560 DKK/MW/år.

Tarifieringsmodellen med kapacitetsbetaling skal samtidig sikre, at de eksisterende kunder på DSO-niveau (små, mellemstore og store) fortsat skal betale deres rimelige andel af de faste omkostninger. For at holde modelanalysen så simpel som mulig beregnes derfor en *ækvivalent* sum af de enkelte kunders maksimalforbrug ( $947 \text{ MDKK/år} / 89.560 \text{ DKK/MW/år} = 10.576 \text{ MW}$ ). Denne værdi for samlet maksimaleffekt kan – i en analyse af tariffirkningen i en fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling – anvendes som tarifgrundlag for alt det *eksisterende* forbrug i DSO-nettet såvel som TSO-nettet.

En afledt virkning af, at der nu er defineret en samlet ækvivalent forbrugskapacitet for alt det eksisterende forbrug er, at den kan anvendes til at beregne en *udnyttelsesgrad* af det samlede, eksisterende eltransmissionssystem i form af et ækvivalent antal fuldlasttimer (FLH). Den beregnes som det årlige energiforbrug divideret med den *ækvivalente* sum af kunders maksimalforbrug; dvs.  $32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} = 3.088 \text{ FLH/år}$ .

Dette tal vil kunne anvendes som sammenligningsgrundlag for at vise, om tilførsel af nyt forbrug med forskellige forbrugsmønstre, forøger eller reducerer udnyttelsen af det samlede eltransmissionsnet. Denne udnyttelsesgrad vil derfor blive brugt i det følgende til brug for perspektivering af nogle af analyseresultaterne.)

#### 4.7 Forudsætninger om investeringers tariffølvirkning.

Afsnit 4.3 har beskrevet de forventede nødvendige følgeomkostninger til investeringer i netudvidelser ved nettilslutning af nyt stort forbrug med fuld netadgang. Dette beskriver altså den nødvendige CAPEX.

Til brug for denne analyse skal dette kunne omsættes til en årlig tariffølvirkning, hvor der både inkluderes forrentning og afbetaling af denne CAPEX samt inkluderes det OPEX-element, som må forventes at følge med en anlægsinvestering.

En investering på 1 mia. kr. giver efter Energinets vurdering typisk anledning til en tariffølvkning på 0,1-0,2 øre/kWh. Dette vil blive brugt som sanity check på den tariffølvkning, som opstilles her.

Tillægget til det nødvendige tarifprovenu for faste omkostninger i nettariiffene regnes som en annuitetsbetaling over 40 år og med en finansierings-/låne-rente på 2 % p.a. Dvs. at der anvendes en markedsrente til finansiering, idet dette er det relevante ift. tarifiering. (Finansministeriets samfundsøkonomiske forrentningskrav på 4 % p.a. er ikke relevant i denne sammenhæng, da den kun tjener til at træffe investeringsbeslutninger ud fra langsigtede samfundsøkonomiske betragtninger.)

Desuden antages det, at OPEX kan anslås som 2 % pr. år af CAPEX. Dette anvendes direkte som tillægget til tarifprovenu for de variable omkostninger. Idet der således er antaget et fast %-tal, vil OPEX for nye anlæg i denne analyse i alle tilfælde variere proportionalt med CAPEX for de tilsvarende anlægsinvesteringer.

Med de forudsætninger, så bliver forøgelsen af det nødvendige tarifprovenu pr. investeret mio. DKKK som anført i Tabel 7 herunder.

Tabel 7 Forøgelse af tarifprovenu ved anlægsinvesteringer.

Tarifelement	Ændring af nettarifprovenu pr. år pr. MDKK CAPEX
Nettarif-provenu til faste kapacitetsomkostninger	0,037 MDKK/år
Nettarif-provenu til variable omkostninger	0,020 MDKK/år
I alt	0,057 MDKK/år

Sanity check udføres ved at dividere ændringen af tarifprovenu for en investering på 1 mia. kr. med det samlede årsforbrug (32.661.464 MWh/år) for samtlige kunder; se afsnit 4.6. Det ses af Tabel 8, at tarifpåvirkningen stemmer overens med den typiske vurdering.

Tabel 8 Tarifpåvirkning ved anlægsinvesteringer – kontrol af forventet niveau.

Tarifelement	Ændring af tarifprovenu pr. år pr. mia. kr CAPEX	Tarifpåvirkning pr. mia. kr CAPEX
Nettarif til faste kapacitetsomkostninger	36,6 MDKK/år	0,11øre/kWh
Nettarif til variable omkostninger	20,0 MDKK/år	0,06 øre/kWh
I alt	56,6 MDKK/år	0,17 øre/kWh

## 5. Enkelt-cases – Analyser af tarifvirkning, omkostninger vs. værdi for elsystemet, samfundsøkonomisk nytteværdi etc.

### 5.1 Specifikation af analyse af enkelt-cases.

*Forsyningstilsynet lægger vægt på, at analysen beskriver tarifpåvirkninger for de forskellige forbrugstyper af det nye tarifdesign jf. scenarierne/eksempelcases.*

Energinet har for hver af de 12 eksempelcases – med udgangspunkt i Energinets net- og system-tariffer for 2020 samt med udgangspunkt i forbrugsdata for 2018 (jf. afsnit 4.6) – opstillet et regneark med en analysemodel.

Analysemodellen viser:

- de forventede ændringer i omkostninger til bagvedliggende net (kollektiv omkostning)
- de forventede omkostninger til netforstærkning i det lokale/nære net bagved kundens tilslutningspunkt<sup>1</sup>
- det samlede nye provenubehov for Energinets tarifiering efter omkostninger til netforstærkninger, og det samlede nye tarifieringsgrundlag inkl. det nye forbrug,
- den forventede årlige tarifbetaling fra de nye forbrugere afhængig af deres netadgang og dermed deres tarif,
- og med den forventede årlige tarifpåvirkning for øvrige forbrugere som følge af dels ændringen af kapacitetsomkostninger i det bagvedliggende net og omkostninger til netforstærkning i det lokale net, og dels tarifbetalingen fra den nye forbruger.

Referencen for dette vil i alle tilfælde være situationen, hvor den nye kunde *ikke* kommer.

Disse analyser vil belyse de tarifmæssige konsekvenser af hvad der sker i de forskellige eksempelcases. Det skal dog bemærkes, at de beregnede konsekvenser er under forudsætning af, at kunden har truffet en investeringsbeslutning for en anlægstype med en given lokation og med enten fuld eller begrænset netadgang.

Det betyder specielt, at disse analyser dermed ikke giver informationer om, hvorvidt en reduceret tarif har afgørende betydning for, om en kunde træffer en investeringsbeslutning eller ej. Analysen kan heller ikke give informationer om, hvorvidt en højere afbrudsrisiko i et forbrugsområde ift. et overskudsområde kan få en kunde, som vil etablere sit anlæg med begrænset netadgang, til at vælge den geografiske lokation, hvor afbrudsrisikoen er mindst.

Det er væsentligt at gøre dette klart, for det betyder, at det ikke er muligt at sige, om det relevante referencegrundlag for en tarifvirkning for øvrige forbrugere ift. en tilslutning med begrænset netadgang i et givet område er:

- om kunden under alle omstændigheder ville tilslutte sig det samme sted med fuld netadgang, hvis der ikke var mulighed for afbrydelighed,
- om kunden tilslutter sig med begrænset netadgang et andet sted, hvis det kan give en lavere afbrudsrisiko,
- eller om kunden slet ikke tilslutter sig, hvis kunden ikke kan få begrænset netadgang med reduceret tarif.

Analysen kan altså kun opgøre det økonomiske incitament for kunden ved begrænset netadgang for en type af et forbrugsanlæg samt anslå de leveringssikkerhedsmæssige konsekvenser af at vælge begrænset netadgang på en lokation fremfor en anden.

<sup>1</sup> NB: Der er ikke medtaget selve nettilslutningsomkostningen for kundens anlæg i en station, da dette dels er kundens egen omkostning, og da det samtidig er det samme uanset om kunden tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang. Det betragtes dermed blot som en del af den samlede investering, som kunden laver i sit eget forbrugsanlæg.

## 5.2 Analyse af enkelt-cases – med nuværende volumentarif.

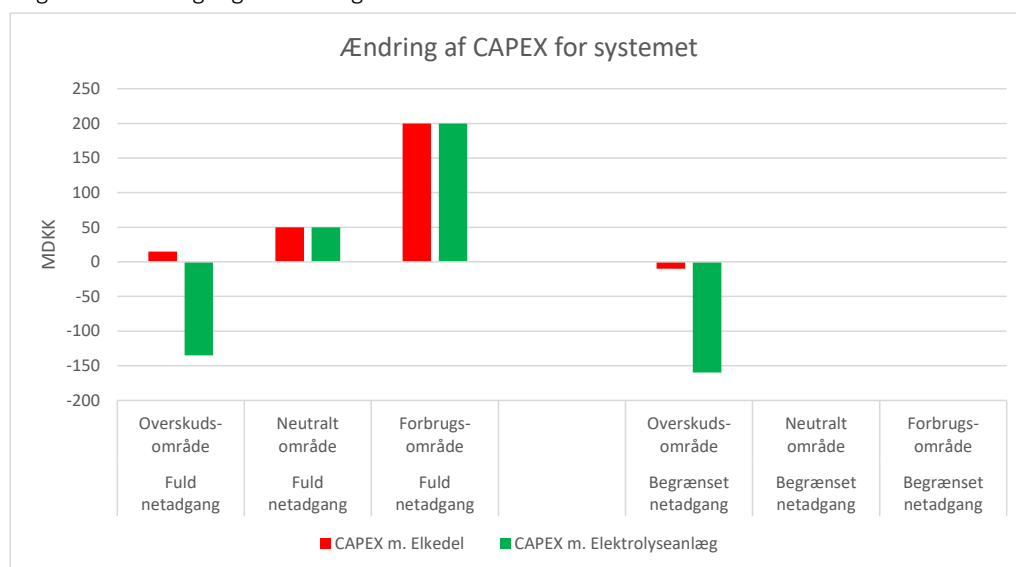
Der er opstillet en samlet analysemodel med de 12 enkelt-cases. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- En elkedel eller et elektrolyse-anlæg på 100 MW.
- Med fuld eller begrænset netadgang
- I hver af de tre områdetyper Overskudsområde, Neutralt område, Forbrugsområde.

Dvs. i alt  $2 \cdot 2 \cdot 3 = 12$  forskellige kombinationer.

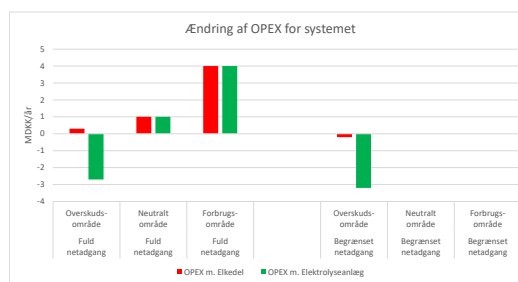
### 5.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Det gennemsnitligt behov for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning af en 100 MW elkedel eller elektrolyseanlæg i hver af de 3 områdetyper og med hhv. fuld og begrænset netadgang er vist i Figur 10 herunder.



Figur 10 Capex-påvirkning ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

De tilsvarende OPEX-niveauer er vist i Figur 11 til højre. Da der som nævnt i afsnit 4.7 er fuldstændig proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, er figurerne visuelt ens. Det er kun akseenheder og størrelsesorden af tallene, der er forskellige.



Figur 11 Opex-påvirkning ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

Det noteres, at CAPEX er ens (og positivt) for de to anlægstyper for tilslutning med fuld netadgang i neutrale områder, hhv. i forbrugsområder. Dette er ikke overraskende, idet der skal etableres den samme nødvendige ekstra netkapacitet, uanset om kunden benytter sit anlæg meget (til elektrolyse) eller lidt (til at lave varmt vand).

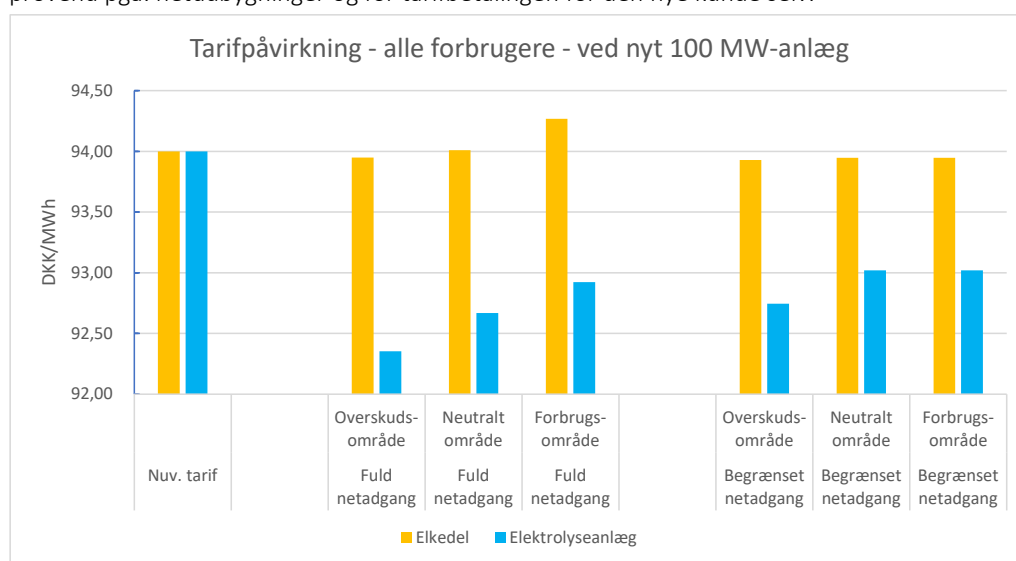
Det noteres også, at CAPEX er ens – nemlig 0 – ved tilslutning med begrænset netadgang i neutrale områder, hhv. i forbrugsområder. Dette er ikke overraskende, idet det netop er kernen i konceptet med begrænset netadgang, at der ikke skal etableres nyt net af hensyn til afbrydelige kunder.

Fsva. nettilslutning i overskudsområder noteres det, at der er tydelige forskelle imellem de to anlægstyper:

- CAPEX er klart negativ for elektrolyseanlægget både med fuld og med begrænset netadgang. Dette er udtryk for, at behovet for at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområdet, reduceres betydeligt.
- Fsva. nettilslutning af en elkedel er CAPEX lidt positivt eller lidt negativt. Det positive er udtryk for et behov for en lille lokal netforstærkning internt i overskudsområdet med fuld netadgang, mens det negative er udtryk for en - meget lille - reduktion af behovet for net til at transportere energi bort fra overskudsområdet. Reduktionen er lille, fordi en elkedel har få fuldlasttimer.

### 5.2.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug

Figur 12 herunder viser, hvordan den almindelige tarif for kunder med fuld netadgang vil blive påvirket af tilslutning af et nyt 100 MW-anlæg med meget få fuldlasttimer (elkedel), hhv. mange fuldlasttimer (elektrolyseanlæg). Der er taget højde både for forøgelsen af samlet tarifprovenu pga. netudbygninger og for tariffbetalingen for den nye kunde selv.



Figur 12 Tarifpåvirkning ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

Det ses, at en elkedel i alle tilfælde giver anledning til en meget lille tarifreduktion, hvis den tilsluttes med begrænset netadgang. Dette skyldes, at den ikke giver anledning til ekstra omkostninger, samtidig med at den har et forbrug, så der alt i alt bliver forbrugt lidt flere kWh, som de samlede omkostninger kan fordeles ud på.

Hvis en elkedel derimod tilsluttes med fuld netadgang, giver den anledning til en decideret tarifstigning for alle kunder, hvis den tilsluttes i et forbrugsområde. Dette skyldes, at der skal laves netforstærkninger, som elkedlen selv ikke kommer til at betale for med en ren volumenbetaling, fordi den ikke har ret mange fuldlasttimer og dermed hverken udnytter eller betaler for den ekstra kapacitet, som skal bygges af hensyn til anlægget.

Hvis en elkedel med fuld netadgang derimod tilsluttes med fuld netadgang i et neutralt område eller i et overskudsområde, giver det derimod anledning til en uændret eller svagt reduceret nettarif for alle kunder.

For elektrolyseanlæggene ser billedet anderledes ud. Det ses, at selv et enkelt elektrolyseanlæg på 100 MW med de antagne 5.000 fuldlasttimer giver anledning til en *mærkbar* tarifreduktion for alle kunder, og det endda uanset om de har fuld eller begrænset netadgang. Det skyldes, at anlægget bruger så meget energi, at de – fuldt ud og endda mere til – betaler for de

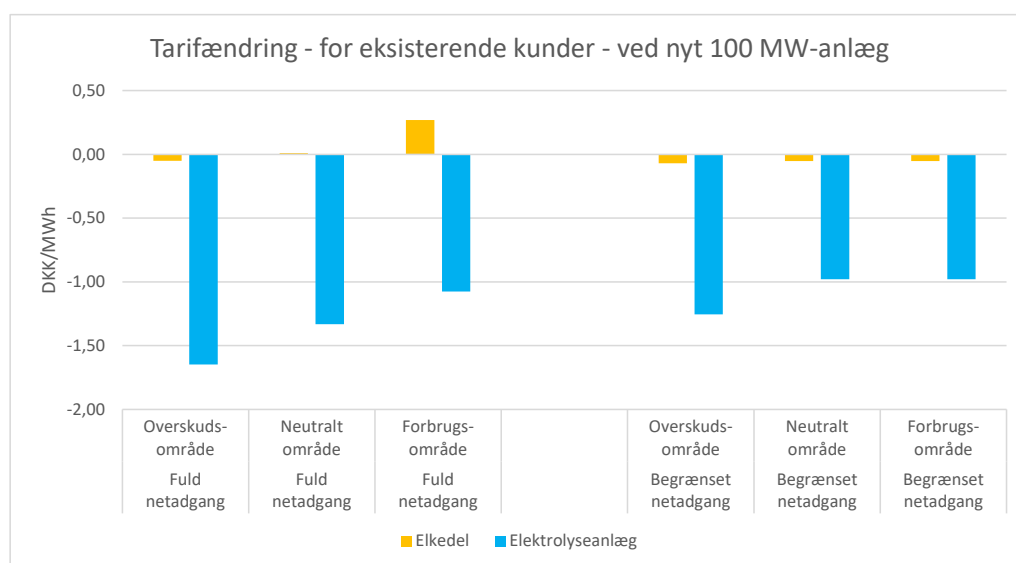
omkostninger, som de giver anledning til. Alt i alt bliver der derved forbrugt så meget mere, som de samlede omkostninger kan fordeles ud på, at tariffen bliver reduceret for alle kunder.

- Hvis det nye anlæg har fuld netadgang, skal kunden betale fuld nettarif og dermed også bidrage til de faste omkostninger. Så selv om der skal laves netforstærkninger for at give kunden fuld netadgang, betaler kunden så meget mere, at det vil resultere i en mærkbar reduktion af tariffen for alle kunder.
- Hvis det nye anlæg derimod har begrænset netadgang, skal kunden kun betale nettarif for de variable omkostninger. Dvs. at det nye anlæg betaler mindre i tarif end det ville gøre med fuld netadgang. Men da der samtidig ikke er omkostninger til at etablere ekstra netforstærkninger, og da kunden bruger lige meget energi, betaler kunden så meget, at det stadig resulterer i en mærkbar reduktion af tariffen for alle kunder.
- Hvis det nye anlæg etableres i et overskudsområde – og uanset om det er med fuld eller begrænset netadgang – giver det under alle omstændigheder anledning til en lavere samlet tarif for alle kunder, end hvis det samme anlæg – og med samme netadgang – etableres i et neutralt område eller i et forbrugsområde. Dette skyldes som tidligere nævnt, at et elektrolyseanlæg med mange fuldlasttimer i betydelig grad vil reducere behovet for at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområdet.
- Bemærk at elektrolyseanlægget i alle tilfælde også betaler fuld system-tarif for et stort forbrug. Dvs. at omkostningerne til systemtariffen nu bliver fordelt ud over mange flere kWh, så det også her bliver billigere for alle kunder. Dette er en yderligere årsag til den kraftige tarifpåvirkning.

### 5.2.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug

Figur 13 herunder illustrerer den tarif-ændring, som en kunde med fuld netadgang vil blive udsat for som følge af tilslutning af et nyt 100 MW forbrugsanlæg, afhængig af om der er tale om:

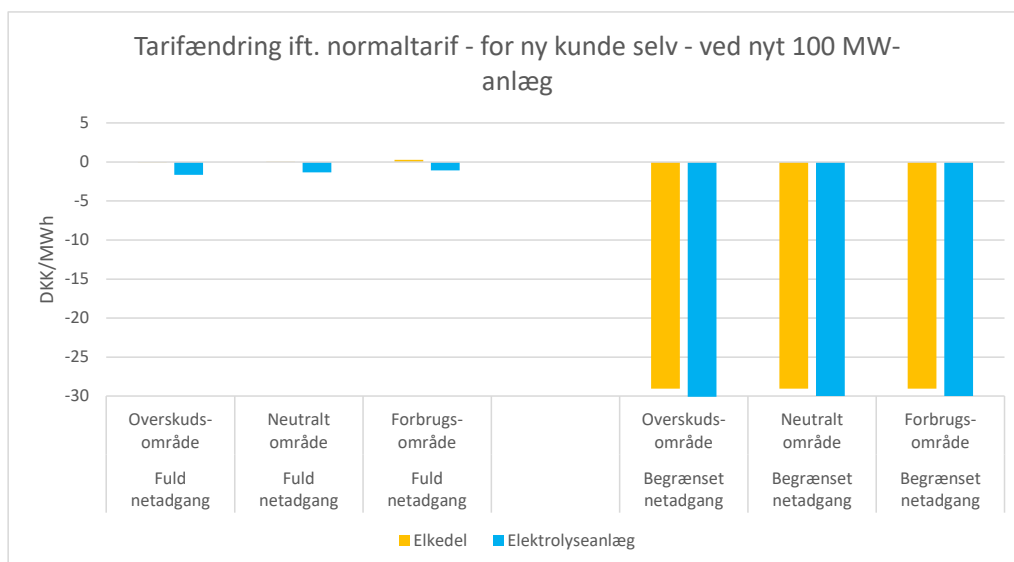
- Et anlæg med få fuldlasttimer (elkedel) eller mange fuldlasttimer (elektrolyseanlæg),
- med fuld eller begrænset netadgang,
- og med nettilslutning i et overskudsområde, i et neutralt område eller i et forbrugsområde



Figur 13 Tarif-ændring for kunder med fuld netadgang

Figur 13 viser helt grundlæggende det samme som Figur 12, idet der er blot fokuseret på *ændringen* ift. den normale tarif for fuld netadgang ved nettilslutning af et nyt 100 MW-forbrugsanlæg.

Bemærk at de tre søjler til venstre i diagrammet viser det under antagelse om, at det nye forbrugsanlæg tilsluttes med fuld netadgang. De tre søjler er derfor også gældende for det nye forbrugsanlæg selv. Derimod er de tre søjler til højre i diagrammet kun gældende for det øvrige eksisterende forbrug, da det nye forbrug her er antaget at blive tilsluttet med begrænset netadgang, som har en anden og lavere tarif.



Figur 14 Tarifændring ift. fuld netadgang - for den nye kunde selv

Figur 14 illustrerer tarifændringen for den nye kunde selv ift. den normale tarif for fuld netadgang.

Bemærk at akseområdet her spænder fra -30 DKK/MWh til +5 DKK/MWh i modsætning til Figur 13, hvor akseområdet kun spænder fra -2,0 DKK/MWh til 0,5 DKK/MWh.

De tre søjler til venstre viser den tarif-ændring ift. den normale tarif, som den nye kunde selv vil blive udsat for ved tilslutning af sit forbrug med fuld netadgang. Dette er identisk med de tilsvarende søjler i Figur 13, om end skalaen på akse i Figur 14 gør det sværere at se det præcist.

De tre søjler til højre i diagrammet er selvfølgelig kun gældende for det nye forbrug selv, når det tilsluttes med begrænset netadgang.

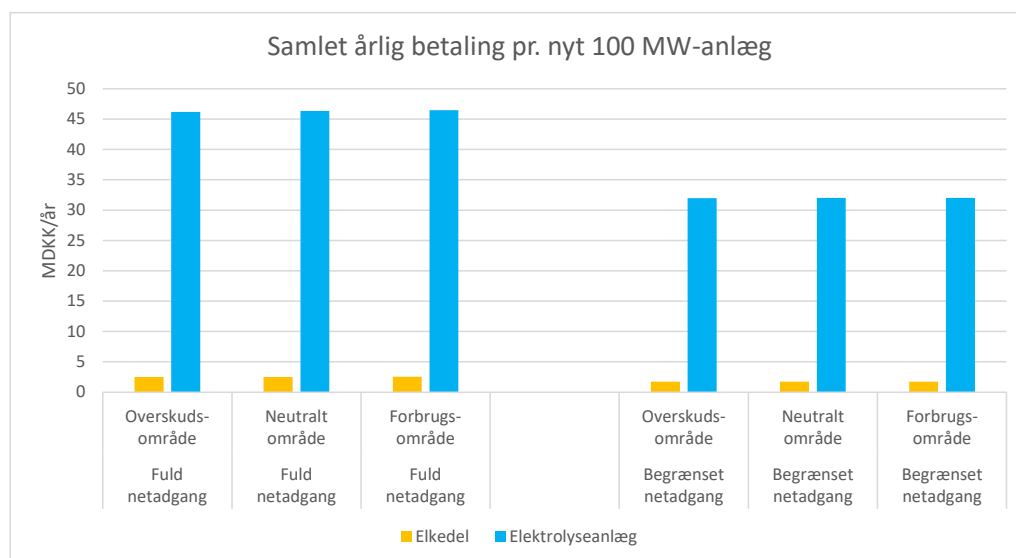
Her er tariffen selvfølgelig markant lavere end for fuld netadgang, idet det netop er konceptet med begrænset netadgang, at de fritages for de dele af nettartiffen der vedrører forrentning og afskrivning på transmissionsnettet (på 29 DKK/MWh), og at de derfor får en markant lavere tarif.

- Det skal dog bemærkes, at elektrolyseanlægget får en reduktion på ca. 30 DKK/MWh, idet anlæggets store forbrug i sig selv bevirker, at systemtariffen og nettartiffen for de variable omkostninger falder ca. 1 DKK/MWh oveni fritagelsen for de faste omkostninger på 29 DKK/MWh.
- Elkedlen bruger derimod så lidt at dens forbrug ikke påvirker den samlede tarif i væsentlig grad.

#### 5.2.4 Samlet årlig betaling for nye kunder

Ovenstående betragtninger har udelukkende berørt selve tariffen opgjort i DKK/MWh. Det siger imidlertid ikke noget om, hvor stort økonomisk incitament den enkelte kunde har til at vælge afbrydelighed afhængig af deres driftsmønster. I det tariffen – på nuværende tidspunkt – udelukkende ligger på energiforbruget, er kundens energiforbrug – svarende til deres fuldlasttimer – derfor afgørende for, hvor stor økonomisk betydning en reduceret tarif reelt har for kunden i absolutte tal.

Figur 15 nedenfor viser, hvad et nyt 100 MW forbrugsanlæg skal betale i samlet tarif, afhængig af om det er en elkedel (med få fuldlasttimer) eller et elektrolyseanlæg (med mange fuldlasttimer), om det tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang, og afhængig af hvilken type område det nettilsluttes i.



Figur 15 Samlet årlig betaling for nyt 100 MW-anlæg

Da der ikke differentieres – og i henhold til elforsyningsloven p.t. ikke må differentieres – geografisk ift. tarifopkrævningen, har områdetypen selvfølgelig ingen reel betydning for den samlede tariffbetaling.

Fsva. anlægstypen, så ses det klart, at elektrolyseanlægget lægger meget mere i tariffbetaling end elkedlen. Dette skyldes selvfølgelig det markant højere energiforbrug, og det gælder uanset om anlægget har fuld eller begrænset netadgang.

Fsva. betydningen af fuld vs. begrænset netadgang ses det også, at elektrolyseanlægget - i absolutte tal - opnår en meget større reduktion ved at vælge begrænset netadgang end elkedlen gør. Elektrolyseanlægget opnår en besparelse på godt 14 MDKK/år, mens elkedlen kun opnår en besparelse på knap 1 MDKK/år. Dette skyldes igen det markant højere energiforbrug, idet reduktionen i nettarif er den samme pr. MWh. Da elektrolyseanlægget bruger meget mere energi end elkedlen, får den i absolutte tal derfor også en meget større besparelse end elektrolyseanlægget.

*Dette er en væsentlig og meget relevant observation ift. evalueringen af begrænset netadgang og prissætningen af det. Det viser nemlig, at en kunde med få fuldlasttimer – med den nuværende kWh-baserede tarifering – faktisk ikke får et ret stort økonomisk incitament til at vælge*

afbrydelighed. Det betyder imidlertid ikke, at det er tariferingen af afbrydeligt forbrug, som forårsager dette. Årsagen er derimod, at den nuværende tarifmodel ikke indeholder et kapacitets-element til at reflektere de kapacitetsomkostninger, som kunderne giver anledning til. Dette vil blive uddybet i bilag 1 i afsnit 9.2, hvor betydningen af en tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling bliver belyst.

### 5.2.5 Tarifreduktion og afbrudstimer

Forsyningstilsynet har anmodet om, at der i denne analyse skal opgøres tarifreduktion pr. gennemsnitligt antal timer med forbrugsbegrænsning i de forskellige zoner, samt at betydningen af dette skal opgøres pr. kundeprofil, f.eks. som gennemsnitligt antal ikke-leverede MWh pr. kundeprofil.

Den tarifændring ift. den nuværende volumentarif, som en ny kunde med et 100 MW anlæg vil få, hvis forbrugsanlægget nettilsluttes med begrænset netadgang, blev opgjort i afsnit 5.2.3. Figur 14 i afsnit 5.2.3 viser den resulterende tarifændring under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes eget forbrug vil have på tariffen. Da det var ændringen, der blev opgjort, og da tariffen faldt, var der dermed – i de fleste tilfælde – tale om negative tal.

I dette afsnit ses der derimod på den *reduktion* af tariffen, som kunden vil få, og det vurderes ift. den tarif, som kunden ville få med fuld netadgang. Her sammenlignes der altså *ikke* med de nuværende tariffer. Dvs. at det er en reduktion ift. den volumentarif, som kunden ville få under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes eget forbrug vil have på tariffen. Da det er tale om en reduktion ift. dette, vil der desuden altid blive tale om positive tal.

Disse tarifreduktioner er gengivet i Tabel 9 herunder. Af de ovenfor nævnte årsager om sammenligningsgrundlaget afviger disse tal – ud over fortegnet – en anelse fra de i 5.2.3 og Figur 14 viste ændringer. Størrelsesordenen er dog den samme.

Tabel 9 viser også:

- det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- den tarifreduktion, som en elkedel-kunde, hhv. en elektrolyse-kunde, vil få set ift. det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- samt den gennemsnitligt forventede mængde af ikke-leveret energi for hver af de to kundetyper i de forskellige områdetyper.

Tabel 9 Tarifreduktion, begrænsninger og ikke-leveret energi pr. 100 MW-forbrugsanlæg

	Tarifreduktion ift. normaltarif	Gnmsntlg begræns- ninger	Tarifreduktion vs. begrænsnings- Timer	Gnmsntlg ikke- leveret energi
	(DKK/MWh)	(h/år)	(DKK/MW /(h/år))	(MWh/år)
<b>Elkedel</b>				
Overskudsområde	29,01	0	N/A	0,00
Neutralt område	29,06	0,2	145,3	0,61
Forbrugsområde	29,32	192	0,15	587,4
<b>Elektrolyseanlæg</b>				
Overskudsområde	28,43	0	N/A	0,00
Neutralt område	28,65	0,2	145,3	11,4

Forbrugsområde	28,90	192	0,15	10.959
----------------	-------	-----	------	--------

Den gennemsnitlige ikke-leverede energi er beregnet ud fra en antagelse om, at der er proportionalitet imellem andelen af timer med begrænsninger ud af årets 8.760 timer og kundens årlige energiforbrug. Dvs. at det er baseret på en antagelse om, at der ikke er nogen som helst korrelation, hverken positiv eller negativ, imellem hvornår der optræder begrænsninger i nettet og hvornår kunden ønsker at have sit forbrugsanlæg i drift.

Det er desuden baseret på en antagelse om, at en begrænsning altid er 100 %. I realiteten må det forventes, at en delvis begrænsning vil være tilstrækkeligt i mange tilfælde. Det reelle niveau må derfor forventes at være mindre.

Jf. Tabel 1 i afsnit 4.1.3 er det i denne analyse antaget, at elkedler og elektrolyseanlæg på 100 MW har et årligt energiforbrug på hhv. 26.800 MWh/år og 500.000 MWh/år.

Dvs. at den forventede årlige ikke-leverede energi f.eks. for en *elkedel* i et *forbrugs*-område beregnes pro rata som  $192/8.760 * 26.800 \text{ MWh/år} = 587,4 \text{ MWh/år}$ .

Dette er en simplificerende antagelse, men da Energinet ikke har nærmere information om, hvilke forbrugsmønstre der må forventes for de enkelte anlægstyper, er det – indenfor rammerne af denne analyse – den bedst mulige måde at illustrere den driftsmæssige betydning af at have begrænset netadgang.

Det skal endvidere bemærkes, at alt afhængig af hvad kunden skal bruge strømmen til, og specielt om kundens fleksibilitet er baseret på, at de helt kan *undvære* energien eller om de blot *forskyder* forbrugstidspunktet, vil kunden i nogle tilfælde bruge ekstra energi på et senere tidspunkt. I det tilfælde vil der ikke være tale om ikke-leveret energi men blot om senere leveret energi.

Kolonne 5 viser ikke overraskende, at elektrolyseanlæg har ca. 20 gange så stort en mængde ikke-leveret energi. Dette er en direkte konsekvens af, at elektrolyseanlæg har ca. 20 gange så mange fuldlasttimer som en elkedel, og derfor er der større sandsynlighed for at en tilfældig begrænsning i nettet vil ramme et tidspunkt, hvor elektrolyseanlægget er i drift, så begrænsningen udløser et afbrud af forbrug. Dette kan holdes op imod, at elektrolyseanlægget også har mange flere driftstimer, og at tarifreduktionen – med den nuværende volumentarif – i absolutte tal derfor også har tilsvarende større betydning for elektrolyseanlægget end for elkedlen.

Det ses også:

- at både elkedler og elektrolyseanlæg får ca. samme tarifreduktion i alle områdetyper (kolonne 2),
- at tarifreduktionen pr. begrænsningstime er ca. ens i de *samme* områdetyper (kolonne 4) for hver af de to anlægstyper,
- og at tarifreduktionen pr. begrænsningstime er lavere i forbrugsområder end i øvrige områdetyper (kolonne 4 igen).

Det første er en direkte konsekvens dels af, at der ikke differentieres geografisk hverken for den normale tarif eller for den reducerede tarif, og dels af at tariffen udelukkende er volumenbaseret.

Det sidste afspejler, at der er forskellig afbrudsrisiko i de forskellige områdetyper, og da der samtidig ikke er differentieret geografisk, hverken for den normale tarif eller for den reducerede tarif, bliver tarifreduktionen pr. begrænsningstime derfor forskellig. Dette giver i sig selv et hensigtsmæssigt, indirekte geografisk incitament.

Betragtninger om geografisk differentiering er uddybet i kapitel 7. I det kapitel redegøres der bl.a. for, at den reducerede tarif for afbrydeligt forbrug i sig selv er omkostningsægte, og at det indirekte geografiske incitament derfor skyldes, at den normale tarifiering ikke er omkostningsægte ift. geografiske forskelle.

Energinet vil gerne understrege, at resultaterne i dette afsnit er gennemsnitsbetragtninger, hvor der vel at mærke er tale om meget små risici for begrænsninger og hvor der samtidig må forventes en ret stor spredning. En kunde skal derfor være indstillet på, at der i et konkret år eller i en konkret kortere periode kan forekomme begrænsninger og afbrud i større omfang end hvad der er beskrevet her. Hvis en kunde tilvælger afbrydelighed, skal kunden derfor kunne tåle afbrud i sine anlæg, både rent teknisk og ift. sin driftsøkonomi mv.

### 5.2.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Som det er beskrevet i afsnit 4.6.3 kan udnyttelsesgraden for eltransmissionsnettet opgøres i "ækvivalente fuldlasttimer".

For det nuværende elsystem beregnes de som det årlige energiforbrug divideret med den *ækvivalente* sum af kundernes maksimalforbrug. Der er tale om en "ækvivalent sum af maksimalforbrug", idet dette – til brug for denne analyse – er en simpel og pragmatisk måde at repræsentere alt det eksisterende forbrug på TSO- og DSO-niveau.

Den ækvivalente sum af de eksisterende kunders maksimalforbrug og de ækvivalente fuldlasttimer for det nuværende eltransmissionsnet er i afsnit 4.6.3 opgjort til 10.576 MW og  $32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} = \underline{3.088 \text{ FLH/år}}$ .

Dette tal er relevant, idet det vil kunne anvendes som sammenligningsgrundlag for at vise, om tilførsel af nyt forbrug med forskellige forbrugsmønstre, forøger eller reducerer udnyttelsen af det samlede eltransmissionsnet.

Tabel 10 Udnyttelsesgrad af det samlede elsystem – ækvivalente fuldlasttimer

Nyt forbrug med:	Kun nuv. elsystem	Elkedel – fuld netadg.	Elkedel – begr. netadg.	Elektrolyseanlæg – fuld netadg,	Elektrolyseanlæg – begr. netadg.
<i>Nuv. elsystem</i>					
- Årligt energiforbrug (MWh)	32.661.464	32.661.464	32.661.464	32.661.464	32.661.464
- Ækvivalent sum af maksimalforbrug (MW)	10.576	10.576	10.576	10.576	10.576
<i>Ekstra 100 MW forbrugsanlæg</i>					
- Ekstra energiforbrug (MWh)	0	26.800	26.800	500.000	500.000
Ekstra, <i>dimensionerende</i> maksimalforbrug (MW)	0	100	0	100	0
<b>Ækvivalente fuldlasttimer (FLH)</b>	<b>3.088</b>	<b>3.062</b>	<b>3.091</b>	<b>3.106</b>	<b>3.136</b>
%-ændring ift. nuv. system	0 %	-0,9 %	0,1 %	0,6 %	1,5 %

Udnyttelsesgraden for det samlede elsystem ved nettilslutning af et enkelt nyt forbrugsanlæg er opgjort i Tabel 10. Denne opgørelse viser – ikke overraskende - at det eksisterende eltransmissionssystem vil blive udnyttet bedre, hvis nyt forbrug tilsluttes med begrænset netadgang, samt at antallet af ækvivalente fuldlasttimer øges mere, jo mere forbrug det nye anlæg har.

Opgørelsen viser også, at nettilslutning med fuld netadgang:

- fører til en reduceret antal ækvivalente fuldlasttimer for det samlede system, hvis det nye forbrug har et lavt antal fuldlasttimer (elkedel),
- mens antallet af ækvivalente fuldlasttimer forøges en lille smule, hvis det nye forbrug har et højt antal fuldlasttimer, over det gennemsnitlige antal ækvivalente fuldlasttimer for det eksisterende system.

Fsva. nettilslutning med fuld netadgang skal det tilføjes, at de faste omkostninger til kapacitet også skal forøges, svarende til at der skal etableres ekstra transmissionsnet til den ekstra forbrugskapacitet med fuld netadgang. Dvs. at de ækvivalente fuldlasttimer i de tilfælde er beregnet ikke ift. det *eksisterende* system, men derimod ift. et *udbygget* system.

Hvis der i stedet udregnes en ændring af udnyttelsesgrad set ift. kapacitetsomkostningerne, så vil det derfor illustrere hvordan den samlede *omkostningseffektivitet* for eltransmissionssystemet (målt som transporteret energi ift. de samlede kapacitetsomkostninger i nettarriffen) vil udvikle sig afhængig af om et nyt forbrugsanlæg tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang. Da der er forskel på omkostningerne afhængig af områdetyperne, skal en sådan opgørelse dog gøres på områdebasis for hhv. fuld og begrænset netadgang. Det er ikke gennemført her for disse 12 eksempelcases, da det formentlig vil skabe mere forvirring end oplysning. I afsnit 6.2.6, hvor der belyses et *samlet* udbygningsscenario, er det derimod gjort for den samlede case.

Det skal også bemærkes, at dette er baseret på en analyse med nettilslutning af blot et enkelt nyt forbrugsanlæg på 100 MW. Dette beskriver dermed, i hvilken *retning* tilslutning af ekstra elkedler og elektrolyseanlæg med hhv. fuld eller begrænset netadgang vil påvirke antallet af ækvivalente fuldlasttimer af det samlede system.

### 5.2.7 Enkeltcases – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægtighed

Jf. afsnit 3.3 skal det vurderes, om netproduktet giver anledning til en **mere** rimelig og **mere** omkostningsægte tarifiering end den nuværende tarifiering hvor tariffer og vilkår er ens for alle kunder.

Det fremgår af afsnit 5.2.1, at kunder med begrænset netadgang giver anledning til mindre omkostninger både fsva. faste (CAPEX) og variable (OPEX) omkostninger.

Tabel 10 i afsnit 5.2.6 viser desuden, at udnyttelsesgraden for det samlede elsystem øges, hvis nye store, fleksible kunder tilsluttes med begrænset netadgang.

Hvis det derimod tilsluttes med fuld netadgang, vil udnyttelsesgraden i nogle tilfælde falde og i nogle tilfælde stige lidt. (Det skal her bemærkes, at udnyttelsesgraden i sig selv ikke indeholder information om omkostningerne i elsystemet, så udnyttelsesgraden skal for anlæg med fuld netadgang ses ift. større omkostninger i elsystemet set ift. anlæg med begrænset netadgang.)

Dette viser i sig selv, at tilslutning af nyt forbrug med begrænset netadgang giver anledning til en systemmæssig besparelse og en bedre udnyttelse af det eksisterende system end tilslutning af det samme forbrug med fuld netadgang. Det vil derfor være både mere omkostningsægte

og mere rimeligt, hvis de afbrydelige kunder får en lavere tarif til gengæld for at acceptere afbrydeligheden.

Afsnit 5.2.2 viser de resulterende tariffer for kunder med fuld netadgang afhængig af hvor og på hvilke vilkår en ny kunde med et 100 MW-anlæg bliver nettilsluttet, mens afsnit 5.2.3 viser *ændringen* for kunder med fuld netadgang ift. den nuværende tarif, som nettilslutning af et enkelt 100 MW-forbrugsanlæg, under hensyntagen til den tarifbetaling og de ekstraomkostninger, som hidrører fra den nye kunde.

Det kan ses, at hvis nyt stort, fleksibelt forbrug tilsluttes med begrænset netadgang, så får de eksisterende kunder i alle tilfælde en lavere tarif. Dvs. at de aldrig vil blive stillet dårligere end de står forud for nettilslutning af det nye forbrug.

Hvis det i stedet tilsluttes med fuld netadgang, bliver det – fsva. en elkedel i et i et forbrugsområde - til gengæld dyrere for alle øvrige kunder, mens det i øvrige områdetyper og for elektrolyseanlæg også bliver billigere for de eksisterende kunder. Det bemærkes specielt, at et elektrolyseanlæg – pga. det forudsatte store energiforbrug – i alle tilfælde giver anledning til en reduktion af tariffen for alle kunder.

Det kan også ses, at hvis det nye anlæg tilsluttes med begrænset netadgang, så får den en markant lavere tarif end det eksisterende forbrug med fuld netadgang. Dette afbilder direkte selve værditilbuddet for afbrydeligt forbrug, hvor prissætningen afspejler, at disse kunder får et produkt med lavere kvalitet.

Afsnit 5.2.4 viser den årlige betaling fra de nye forbrugsanlæg. Det ses, at elektrolyseanlæg – pga. det store energiforbrug – betaler meget, og at tarifreduktionen pga. afbrydelighed derfor også er betydelig. Elkedler betaler derimod ikke så meget, og tarifreduktionen er derfor ikke nær så betydelig.

Tabel 9 i afsnit 5.2.5 viser tarifreduktionen set ift. gennemsnitligt forventet antal afbrudstimer pr. år. Dette måltal er ens for elkedler og elektrolyseanlæg i samme områdetype. Den økonomiske betydning af dette er større for elektrolyseanlæg pga. det større energiforbrug. Men netop pga. det større energiforbrug og det større antal driftstimer er det også mere sandsynligt, at der kan komme sammenfald imellem timer med ønsket drift og timer med begrænsninger. Det gennemsnitlige omfang af reelle begrænsninger i driften pga. afbrydelighed vil derfor også være større for elektrolyseanlæg end for elkedler.

Det skal bemærkes, at denne gennemsnitbetragtning efter Energinets opfattelse ikke er særlig væsentlig ift. en kundes beslutning om at vælge fuld vs. begrænset netadgang. Gennemsnitsrisikoen er lille, men der kan være en betydelig spredning på begrænsningerne. En kunde skal derfor kun vælge begrænset netadgang, hvis de kan tåle afbrud i sine anlæg, både rent teknisk og ift. sin driftsøkonomi mv.

Baseret på alle de ovenstående observationer er det Energinets opfattelse, at en reduceret volumen-tarif for stort, fleksibelt forbrug tilsluttet med begrænset netadgang er både mere rimelig og mere omkostningsægte end den nuværende ens-for-alle volumentarif med obligatorisk samme vilkår og samme tarif for alle TSO-tilsluttede kunder.

## 6. Samlet case for stadium 2040 – Analyser af tarifvirkning, omkostninger vs. værdi for elsystemet, samfundsøkonomisk nytteværdi etc.

### 6.1 Specifikation af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040.

*Forsyningstilsynet lægger vægt på, at analysen søger at etablere en sammenhæng ml. tarifkonsekvenser og den værdi, som forbrugere med begrænset netadgang skaber ift. mere effektiv drift af systemet / sparede og/eller udskudte "hypotetiske" investeringer, bl.a. ift. områder med meget VE produktion, områder med rigelig transmissionskapacitet og områder med begrænset kapacitet i nettet"*

Forsyningstilsynets spørgsmål tager udgangspunkt i en afvejning imellem tarifkonsekvenser og den "værdi", som en kunde med begrænset netadgang skaber for Energinet ift. drift og udbygning. Hertil skal det først og fremmest siges, at det at forsyne - og specielt altid at *kunne* forsyne – en kunde aldrig i sig selv skaber "værdi" for Energinet; det skaber derimod altid ekstra omkostninger.

"Værdien" af afbrydelighed er dermed:

- de omkostninger, som Energinet kan *undgå* ift. udbygninger, og som derfor *ikke* skal opkræves fra *alle* forbrugere med en eller anden fordelingsnøgle via en kollektiv tarif,
- samt den bedre udnyttelse af det eksisterende net, som kan opnås, hvorved tariferingsomkostningerne for både system- og net-tarif kan deles ud på flere kWh.

Det virker muligvis som en ubetydelig nuance at skelne imellem "omkostninger" og "værdi". Men da Energinet jf. EFL § 73 skal tarifere kundegrupper ift. de "omkostninger", som de giver anledning til, og da man ikke kan tarifere afbrydelige kunder for den værdi (=sparede omkostninger til netudbygning), som en afbrydelig kunde *ikke* giver anledning til, er det væsentligt at understrege, at hele analysen er bygget op omkring de omkostninger, som rent faktisk må forventes i de forskellige scenarier.

Beregningsmetoden fra enkelt-cases, som er beskrevet i afsnit 5.1, 5.2 og 9.2, vil blive anvendt til at estimere tarifvirkningen:

- med den samlede belastnings-udvikling og -fordeling for elkedler og elektrolyseanlæg for stadium 2040 i Analyseforudsætningerne, som beskrevet i afsnit 4.4,
- med nettilslutning af *hele* det nye forbrug med fuld, hhv. begrænset netadgang,
- for hhv. den nuværende volumenbaserede tarifmodel og en evt. fremtidig tariferingsmodel med en andel af kapacitetsbetaling.

## 6.2 Analyse af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040.

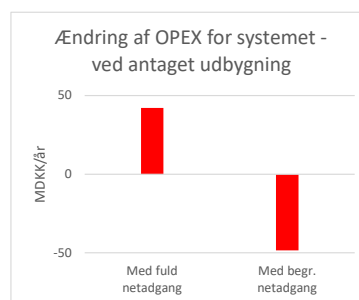
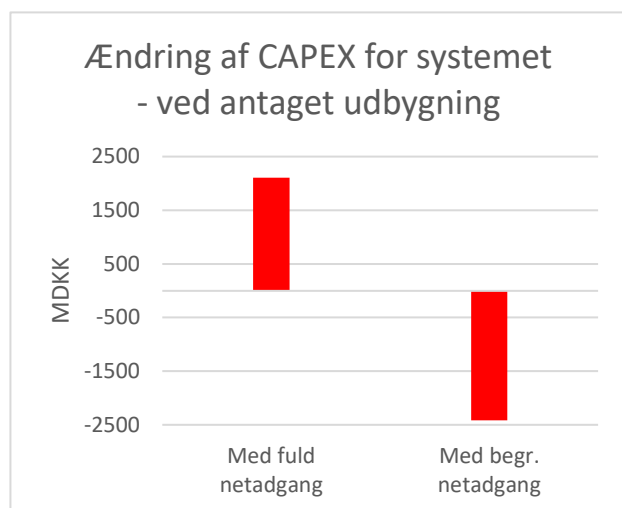
Der er opstillet analysemodel med én samlet case med den antagne forbrugsudvikling. Der tages udgangspunkt i nettilslutning af:

- Ekstra 1.200 MW elkedler samt 3.000 MW elektrolyse-anlæg.
- Alle med fuld, hhv. begrænset netadgang
- Og hvor de nye forbrugs-anlæg er fordelt ud over de tre områdetyper Overskudsområde, Neutralt område, Forbrugsområde som beskrevet i afsnit 4.4.

Dvs. at der belyses to forskellige scenarier, som hver har de samme nye forbrugsanlæg tilsluttet i de samme områder, og hvor den eneste forskel er, om disse nye anlæg er tilsluttet med fuld eller begrænset netadgang.

### 6.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Det gennemsnitlige behov for ekstra CAPEX til anlægsinvesteringer som følge af nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg fordelt ud over de i hver af de 3 områdetyper og med hhv. fuld og begrænset netadgang er vist i Figur 17 herunder.



Figur 16 OPEX-påvirkning ved tilslutning af nyt 1.200 MW elkedler og 3.000 MW elektrolyse-anlæg

Figur 17 CAPEX-påvirkning ved tilslutning af nyt 1.200 MW elkedler og 3.000 MW elektrolyseanlæg

De tilsvarende OPEX-niveauer er vist i Figur 16 ovenfor. Da der som nævnt i afsnit 4.7 er fuldstændig proportionalitet imellem OPEX og CAPEX, er figurene visuelt ens. Det er kun akseenheder og størrelsesorden af tallene, der er forskellige.

Det noteres, at der er et betydeligt – negativt – CAPEX for nettilslutning med begrænset netadgang. Dette skyldes, at der er indregnet de sparede netudbygninger, som det vil give at placere en stor mængde nyt forbrug i overskudsområder, så der ikke skal etableres net til at transportere store mængder energi væk fra disse områder i elektrisk form, jf. beskrivelsen i afsnit 4.3 og 4.4. Dette illustrerer meget tydeligt betydningen af at sikre *samplacering* imellem ny VE-produktion og nyt, stort forbrug.

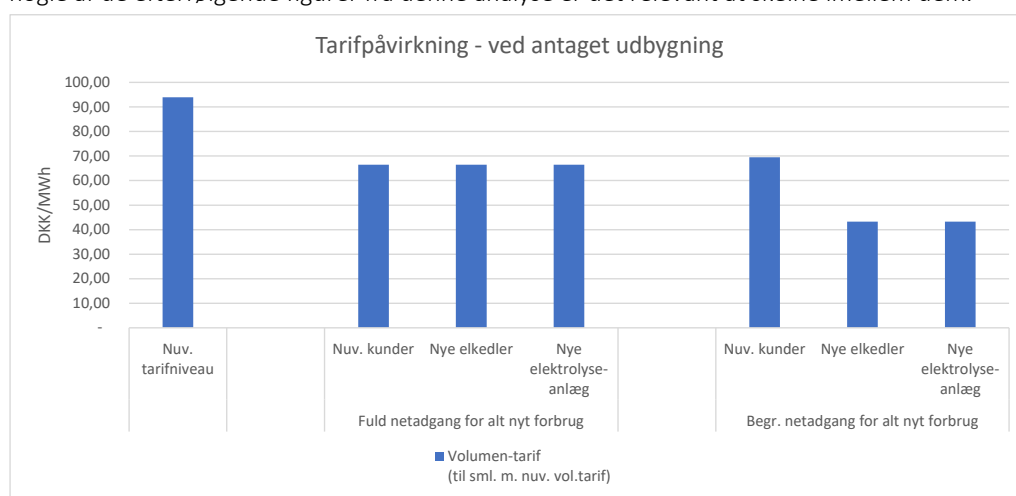
Ved nettilslutning med fuld netadgang for alt det nye forbrug er der en ca. lige så stor – positiv – CAPEX. Det afspejler selvfølgelig, at der skal etableres netforstærkninger for at give fuld netadgang til alt det nye forbrug. Det omfatter både lokale forstærkninger i det nære net og forstærkninger i det bagvedliggende dybe net. Bemærk, at der stadig er den samme samplace-

rings-gevinst i form af sparet netudbygning til at kunne transportere energi bort fra overskuds-områderne. Dermed skal den reelle CAPEX for de anlæg, som rent faktisk skal etableres for at give alle forbrugsanlæggene fuld netadgang, findes som differencen imellem de to niveauer. Dvs. at det reelle CAPEX er ca. dobbelt så stor.

### 6.2.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug

Figur 18 herunder viser, hvordan den almindelige tarif for kunder med fuld netadgang vil blive påvirket af nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg samt hvordan de nye kunders tarif bliver afhængig af det valgte tilslutningsvilkår. Der er taget højde både for forøgelsen af samlet tarifprovenu pga. netudbygninger og for tarifbetalingen fra de nye kunder selv.

Fsva. det nye forbrug er der vist kolonner for hver af de to anlægstyper, selv om de selvfølgelig har samme tarif i hver af de to situationer. I denne figur er der derfor ingen forskel, men i nogle af de efterfølgende figurer fra denne analyse er det relevant at skelne imellem dem.



Figur 18 Tarifpåvirkning ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

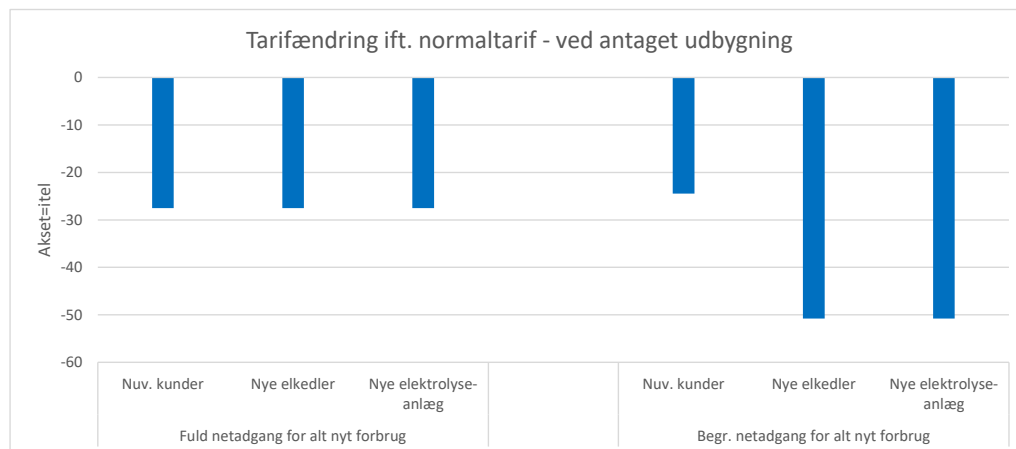
Det ses, at tariffen for de eksisterende kunder i alle tilfælde reduceres markant, uanset om det nye forbrug har fuld eller begrænset netadgang. Dette skyldes at det samlede ekstra forbrug – som primært kommer fra elektrolyseanlæggene – er så stort, at tariffen bliver lavere, når de samlede omkostninger fordeles ud på alle kWh'erne, selv når der indregnes de ekstra omkostninger til netforstærkninger ved fuld netadgang. Elkedlerne med det lave forbrug ændrer ikke på dette overordnede billede.

De eksisterende kunder får desuden næsten samme tarif – 69,5 DKK/MWh i stedet for 66,5 DKK/MWh - selv hvis de nye anlæg tilsluttes med begrænset netadgang. Dette er under alle omstændigheder en markant reduktion ift. den nuværende tarif på 94 DKK/MWh. Samtidig får de nye afbrydelige kunder en endnu lavere tarif. Men da den samlede tarif for de eksisterende kunder stadig er kraftigt reduceret, er det stadig en stor fordel også for de eksisterende kunder.

Bemærk at de nye afbrydelige kunder i alle tilfælde også betaler fuld system-tarif for et stort forbrug. Dvs. at omkostningerne til systemtariffen nu bliver fordelt ud over mange flere kWh, så det også her bliver billigere for alle kunder. Dette er selvfølgelig en yderligere årsag til den kraftige tarifpåvirkning.

### 6.2.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug

Figur 19 herunder illustrerer den tarif-ændring ift. den nuværende tarif, som de eksisterende kunder med fuld netadgang samt de nye kunder selv vil blive udsat for som følge af nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg.



Figur 19 Tarif-ændring ift. nuv. tarif

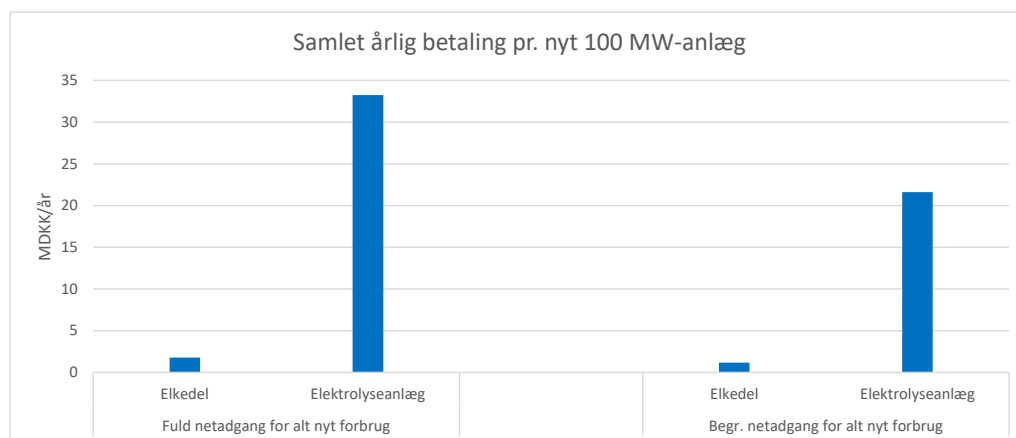
Figur 19 viser helt grundlæggende det samme som Figur 18, idet der er blot fokuseret på ændringen ift. den normale tarif for fuld netadgang ved nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg.

### 6.2.4 Samlet årlig betaling for nye kunder

Ovenstående betragtninger har udelukkende berørt selve tariffen opgjort i DKK/MWh. Det siger imidlertid ikke noget om, hvor stort økonomisk incitament den enkelte kunde har til at vælge afbrydelighed afhængig af deres driftsmønster. Idet tariffen – på nuværende tidspunkt – udelukkende ligger på energiforbruget, er kundens energiforbrug – svarende til deres fuldlasttimer – derfor afgørende for, hvor stor økonomisk betydning en reduceret tarif reelt har for kunden i absolutte tal.

Figur 20 nedenfor viser, hvad et nyt 100 MW forbrugsanlæg skal betale i samlet tarif,

- afhængig af om det er en elkedel (med få fuldlasttimer) eller et elektrolyseanlæg (med mange fuldlasttimer),
- og afhængig af, om det er antaget, at alt det nye forbrug tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang.



Figur 20 Samlet årlig betaling pr. nyt 100 MW-anlæg

Fsva. anlægstypen, så ses det klart, at elektrolyseanlægget lægger meget mere i tariffbetaling end elkedlen. Dette skyldes selvfølgelig det markant højere energiforbrug, og det gælder uanset om de nye anlæg har fuld eller begrænset netadgang.

Fsva. betydningen af fuld vs. begrænset netadgang ses det også, at elektrolyseanlægget - i absolutte tal - opnår en meget større reduktion ved at vælge begrænset netadgang end elkedlen gør. Elektrolyseanlægget opnår en besparelse på knap 12 MDKK/år, mens elkedlen kun opnår en besparelse på knap 1 MDKK/år. Dette skyldes igen det markant højere energiforbrug, idet reduktionen i nettarif er den samme pr. MWh. Da elektrolyseanlægget bruger meget mere energi end elkedlen, får den i absolutte tal derfor også en meget større besparelse end elektrolyseanlægget.

*Dette er den samme observation som i afsnit 5.2.4 ift. evalueringen af begrænset netadgang og prissætningen af det. Det viser nemlig, at en kunde med få fuldlasttimer – med den nuværende kWh-baserede tarifiering – faktisk ikke får et ret stort økonomisk incitament til at vælge afbrydelighed. Dette vil blive uddybet i afsnit 9.3, hvor betydningen af en tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling bliver belyst.*

### 6.2.5 Tarifreduktion og afbrudstimer

*Forsyningstilsynet har anmodet om, at der i denne analyse skal opgøres tarifreduktion pr. gennemsnitligt antal timer med forbrugsbegrænsning i de forskellige zoner, samt at betydningen af dette skal opgøres pr. kundeprofil, f.eks. som gennemsnitligt antal ikke-leverede MWh pr. kundeprofil.*

Den tarifændring ift. den nuværende volumentarif, som de nye kunder vil få, hvis alle de nye forbrugsanlægget nettilsluttes med begrænset netadgang, blev opgjort i afsnit 6.2.3. Figur 19 i afsnit 6.2.3 viser den resulterende tarifændring under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes eget forbrug vil have på tariffen. Da det var ændringen, der blev opgjort, og da tariffen faldt, var der dermed tale om negative tal.

I dette afsnit ses der derimod på den reduktion af tariffen, som kunden vil få, og det vurderes ift. den tarif, som kunden ville få med fuld netadgang. Her sammenlignes der altså ikke med de nuværende tariffen. Dvs. at det er en reduktion ift. den volumentarif, som alle de nye kunder ville få under hensyntagen til den virkning, som de nye kunders eget forbrug vil have på tariffen.

Disse tarifreduktioner er gengivet i Tabel 11 herunder. Af de ovenfor nævnte årsager om sammenligningsgrundlaget afviger disse tal – ud over fortegnet – en anelse fra de i 5.2.3 og Figur 14 viste ændringer. Størrelsesordenen er dog den samme.

Tabel 11 viser også:

- det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- den tarifreduktion, som en elkedel-kunde, hhv. en elektrolyse-kunde, vil få set ift. det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- samt den gennemsnitligt forventede mængde af ikke-leveret energi for hver af de to kundetyper i de forskellige områdetyper.

Tabel 11 Tarifreduktion, begrænsninger og ikke-leveret energi pr. 100 MW-forbrugsanlæg

	Tarifreduktion ift. normaltarif	Gnmsntlg be- grænsninger	Tarifreduktion vs. begrænsnings- Timer	Gnmsntlg ikke- leveret energi
	(DKK/MWh)	(h/år)	(DKK/MW /(h/år))	(MWh/år)
<b>Elkedel</b>				
Overskudsområde	23,23	0	N/A	0,00
Neutralt område	23,23	0,2	116,15	0,61
Forbrugsområde	23,23	192	0,12	587,4
<b>Elektrolyseanlæg</b>				
Overskudsområde	23,23	0	N/A	0,00
Neutralt område	23,23	0,2	116,15	11,42
Forbrugsområde	23,23	192	0,12	10.959

Beregningen af den gennemsnitlige ikke-leverede energi er også her baseret på en antagelse om, at der ikke er nogen som helst korrelation, hverken positiv eller negativ, imellem hvornår der optræder begrænsninger i nettet og hvornår kunden ønsker at have sit forbrugsanlæg i drift.

Det er desuden baseret på en antagelse om, at en begrænsning altid er 100 %, hvor det i realiteten må forventes, at en delvis begrænsning vil være tilstrækkeligt i mange tilfælde. Det reelle niveau må derfor forventes at være mindre.

Det ses også:

- at elkedler og elektrolyseanlæg får eksakt samme tarifreduktion i alle områdetyper (kolonne 2), hvilket er selvfølgelig, da der her betragtes ét samlet scenarium og uden geografisk differentiering,
- at tarifreduktionen pr. begrænsningstime er ca. ens i de *samme* områdetyper (kolonne 4) for hver af de to anlægstyper,
- og at tarifreduktionen pr. begrænsningstime er lavere i forbrugsområder end i øvrige områdetyper (kolonne 4 igen).

Derudover kan der observeres det samme som blev observeret i afsnit 5.2.5

## 6.2.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Som det er beskrevet i afsnit 4.6.3 kan udnyttelsesgraden for eltransmissionsnettet opgøres i "ækvivalente fuldlasttimer". I afsnit 5.2.6 er der beskrevet hvordan dette beregnes for det nuværende elsystem.

Den ækvivalente sum af de eksisterende kunders maksimalforbrug og de ækvivalente fuldlasttimer for det nuværende eltransmissionsnet er i afsnit 9.1.1 opgjort til 10.576 MW og  $32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} = \underline{3.088 \text{ FLH/år}}$ .

Tabel 12 Udnyttelsesgrad af det samlede elsystem – ækvivalente fuldlasttimer vs. kapacitetsomkostninger

Nyt forbrug med:	Kun nuv. elsystem	Nyt forbrug – fuld netadg.	Nyt forbrug – begr. netadg.
<i>Nuv. elsystem</i>			
- Årligt energiforbrug (MWh)	32.661.464	32.661.464	32.661.464
- Ækvivalent sum af maksimalforbrug (MW)	10.576	10.576	10.576
<i>Ekstra 1.200 MW elkedler og 3.000 MW elektrolyseanlæg</i>			
- Ekstra energiforbrug (MWh)	0	15.321.600	15.321.600
Ekstra, dimensionerende maksimalforbrug (MW)	0	4.200	0
<b>Ækvivalente fuldlasttimer (FLH)</b>	<b>3.088</b>	<b>3.247</b>	<b>4.537</b>
%-ændring ift. nuv. system	0 %	5,2 %	46,9 %
<b>Kapacitetsomkostninger ift. nuv. net.</b>	100 %	108 %	90,7 %
<b>Udnyttelse vs. kap.omkostninger – ift. nuv. net.</b>	100 %	97,3 %	162,0 %

Udnyttelsesgraden samt kapacitetsomkostningerne for det samlede elsystem ved nettilslutning af det i denne analyse forudsatte nye forbrug er opgjort i Tabel 12. Denne opgørelse viser – ikke overraskende - at det eksisterende eltransmissionssystem vil blive udnyttet meget bedre, hvis alt det nye forbrug tilsluttes med begrænset netadgang.

Opgørelsen viser også, at selv om nettilslutning med fuld netadgang fører til et lidt højere antal ækvivalente fuldlasttimer for det samlede system, så stiger kapacitetsomkostningerne endnu mere. De ækvivalente fuldlasttimer øges en lille smule, idet den samlede stigning i energiforbruget relativt set er lidt større end stigningen i ekstra dimensionerende maksimalforbrug. Men stigningen i kapacitetsomkostninger er %-vis større.

Det betyder, at udnyttelsesgraden set ift. kapacitetsomkostningerne i nettet rent faktisk falder. Dette skyldes selvfølgelig, at de faste omkostninger til kapacitet også skal forøges, svarende til at der skal etableres net til den ekstra forbrugskapacitet med fuld netadgang.

Derimod medfører nettilslutning med begrænset netadgang, at det ækvivalente antal fuldlasttimer vil stige markant. Dette skyldes, at det samlede energiforbrug stiger markant, samtidig med at der *ikke* tilføjes ekstra dimensionerende maksimalforbrug. Herved stiger det ækvivalente antal fuldlasttimer selvfølgelig præcis lige så kraftigt som energiforbruget.

Dette illustrerer meget tydeligt, at der kan opnås meget store besparelser i netudbygninger, og at det eksisterende eltransmissionsnet kan udnyttes meget bedre, hvis der kan skabes mekanismer til at sikre, at det forventede store nye fleksible forbrug kan – og vil – benytte sig af redundansen i transmissionsnettet. Netproduktet "Begrænset netadgang" gør det muligt for nyt forbrug at tilvælge dette, og den reducerede nettarif for netproduktet giver det nye forbrug et økonomisk incitament til at tilvælge netproduktet, som afspejler Energinets sparede ekstraomkostninger til netudbygning.

#### 6.2.7 Samlet case stadium 2040 – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed

Jf. afsnit 3.3 skal det vurderes, om netproduktet giver anledning til en mere rimelig og mere omkostningsægte tarifiering end den nuværende tarifiering hvor tariffer og vilkår er ens for alle kunder.

Det fremgår af afsnit 6.2.1, at nettilslutning af det nye forbrug med begrænset netadgang giver anledning til mindre omkostninger både fsva. faste (CAPEX) og variable (OPEX) omkostninger.

Tabel 12 i afsnit 6.2.6 viser desuden, at udnyttelsesgraden for det samlede elsystem øges i betydelig grad - med godt 45 % - hvis alle nye store, fleksible kunder tilsluttes med begrænset netadgang.

Hvis det derimod tilsluttes med fuld netadgang, vil udnyttelsesgraden kun stige en smule – med ca. 5 %. Denne svage stigning skyldes det i analysen forudsatte forhold imellem elkedler og elektrolyseanlæg.

Udnyttelsesgraden indeholder i sig selv ikke information om omkostningerne i elsystemet, så udnyttelsesgraden skal for anlæg med fuld netadgang ses ift. større omkostninger i elsystemet set ift. anlæg med begrænset netadgang. Såfremt der tages hensyn til ændringerne i kapacitetsomkostninger ift. det nuværende net, set det, at udnyttelsesgraden set ift. kapacitetsomkostninger faktisk falder lidt – ca. 3% - ved nettilslutning med fuld netadgang, mens den øges med godt 60 % ved nettilslutning med begrænset netadgang.

Dette viser igen, at tilslutning af nyt forbrug med begrænset netadgang giver anledning til en systemmæssig besparelse og en bedre udnyttelse af det eksisterende system end tilslutning af det samme forbrug med fuld netadgang. Det vil derfor være både mere omkostningsægte og mere rimeligt, hvis de afbrydelige kunder får en lavere tarif til gengæld for at acceptere afbrydeligheden.

Afsnit 6.2.2 viser den resulterende tarif for kunder med fuld netadgang afhængig af om det forudsatte nye forbrug tilsluttes med fuld eller begrænset netadgangen, mens afsnit 6.2.3 viser *ændringen* for eksisterende kunder med fuld netadgang, hhv. for det nye forbrug selv, ift. den nuværende tarif, som nettilslutning af alt det forudsatte nye forbrug vil give anledning til under hensyntagen til den tarifbetaling og de ekstraomkostninger, som hidrører fra det nye forbrug.

Det kan ses, at hvis alt det nye store, fleksible forbrug tilsluttes med begrænset netadgang, så får de eksisterende kunder i alle tilfælde en væsentligt lavere tarif. Dvs. at de aldrig vil blive stillet dårligere end de står forud for nettilslutning af det nye forbrug.

Hvis det nye forbrug i stedet tilsluttes med fuld netadgang, bliver det også billigere for de eksisterende kunder, om end knap så meget.

Det kan også ses, at hvis det nye forbrug tilsluttes med begrænset netadgang, så får det en markant lavere tarif end det eksisterende forbrug med fuld netadgang. Dette afbilder direkte

selve værditilbuddet for afbrydeligt forbrug, hvor prissætningen afspejler, at disse kunder får et produkt med lavere kvalitet.

Afsnit 6.2.4 viser den årlige betaling fra de nye forbrugsanlæg fordelt på elkedler og elektrolyseanlæg. Det ses, at elektrolyseanlæg – pga. det store energiforbrug – betaler meget, og at tarifreduktionen pga. afbrydelighed derfor også er betydelig. Elkedler betaler derimod ikke så meget, og tarifreduktionen er derfor ikke nær så betydelig.

Tabel 11 i afsnit 6.2.5 viser tarifreduktionen set ift. gennemsnitligt forventet antal afbrudstimer pr. år. Dette måltal er ens for elkedler og elektrolyseanlæg i samme områdetype. Den økonomiske betydning af dette er større for elektrolyseanlæg pga. det større energiforbrug. Men netop pga. det større energiforbrug og det større antal driftstimer er det også mere sandsynligt, at der kan komme sammenfald imellem timer med ønsket drift og timer med begrænsninger. Omfanget af reelle begrænsninger i driften pga. afbrydelighed vil derfor også være større for elektrolyseanlæg end for elkedler.

Det skal igen bemærkes, at denne gennemsnitbetragtning efter Energinets opfattelse ikke er særlig væsentlig ift. en kundes beslutning om at vælge fuld vs. begrænset netadgang. Gennemsnitsrisikoen er lille, men der kan være en betydelig spredning på begrænsningerne. En kunde skal derfor kun vælge begrænset netadgang, hvis de kan tåle afbrud i sine anlæg, både rent teknisk og ift. sin driftsøkonomi mv.

Baseret på alle de ovenstående observationer er det - også på baggrund af denne analyse af en samlet case - fortsat Energinets opfattelse, at en reduceret volumen-tarif for stort, fleksibelt forbrug tilsluttet med begrænset netadgang er både mere rimelig og mere omkostningsægte end den nuværende ens-for-alle volumentarif med obligatorisk samme vilkår og samme tarif for alle TSO-tilsluttede kunder.

## 7. Indirekte geografisk incitament – og kompatibilitet med eventuel fremtidig tarifering med geografisk differentiering

*Forsyningstilsynet har anmodet om, at der redegøres for netprodukternes samspil med en eventuel fremtidig geografisk differentiering.*

Det er blevet påpeget i høringssvar, at det er en generel svaghed - eller endda en decideret fejl - ved netproduktet, at det ikke er målrettet de steder i nettet, hvor der er aktuelle kapacitetsproblemer i nettet, og at netproduktet giver samme tarifreduktion, uanset hvor en kunde med begrænset netadgang bliver tilsluttet. Altså at tarifreduktionen er den samme, uanset om det er i et overskudsområde med meget produktion, hvor risikoen for begrænsninger alt-andet-lige vil være lav, eller om det er i et underskudsområde med meget forbrug, hvor risikoen for begrænsninger vil være højere.

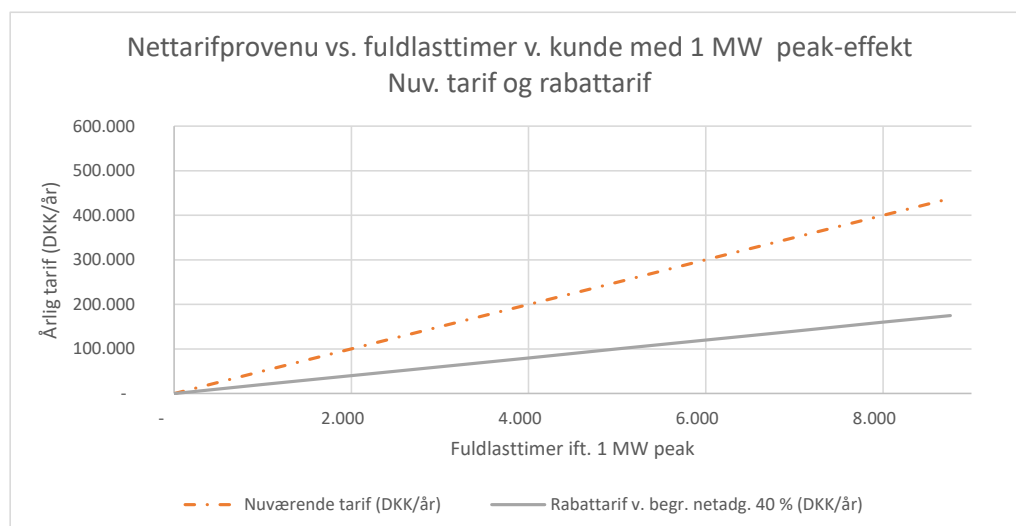
Energinet er helt enig i, at der er denne forskel. Energinet ser dog ikke dette som et problem. Tværtimod er det faktisk en ønsket virkning, idet netproduktet giver et indirekte geografisk incitament. Fleksibelt forbrug får derved et større incitament til at placere sig netop de steder i nettet, hvor der er bedst plads til nyt forbrug – hvilket netop er ønskeligt.

Dette er en direkte afledt virkning af, at der i Energinets almindelige nettarif (altså nettariiffen for fuld netadgang) ikke prisdifferentieres på baggrund af en geografisk afgrænsning. Når der ikke prisdifferentieres i den almindelige tarifering, og når værditilbuddet for afbrydelighed gives via tariferingen, så bliver reduktionen for afbrydelighed dermed også den samme, uanset hvor man er i nettet.

### 7.1 Begrænset netadgang ifm. geografisk differentiering m. den nuværende volumentarif

Temaet kan tydeliggøres ved at se på, hvordan en generel tarifering og en tarifering for afbrydelighed vil se ud, hvis den generelle forbrugstarifering gøres mere omkostningsægte ved indførelse af en geografisk differentiering.

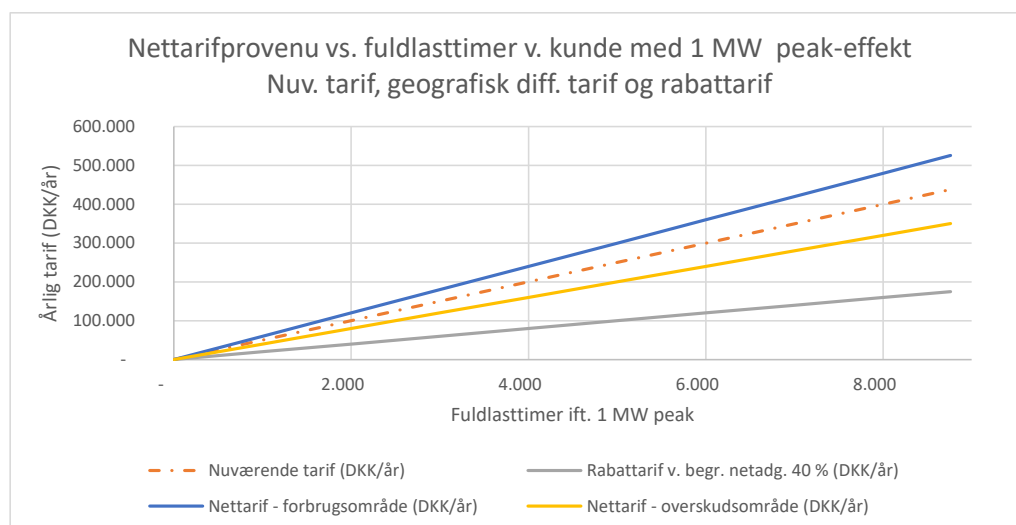
En sådan vurdering er desuden særdeles relevant, fordi der i den seneste energipolitiske aftale er lagt op til, at der skal ses på, om forbuddet imod geografisk differentiering i EFL § 73 skal ophæves. (Fokus i den politiske aftale er på, om der skal indføres en geografisk differentiering af indfødningsstariffen, men det er muligt, at der derved samtidig bliver åbnet op for geografisk differentiering af forbrugstariffen.)



Figur 21 Nuv. tarif og reduceret tarif

Figur 21 viser tarifprovenuet – med den nuværende volumentarif og kun for nettтарiffen – for en kunde med et maksimalforbrug på 1 MW som funktion af kundens fuldstimer. Dvs. det antal driftstimer pr. år, som kunden ville have, hvis kundens samlede årlige elforbrug blev omregnet til ækvivalente timer med fuld last. Figuren viser desuden den foreslåede reducerede nettтарif for afbrydelige kunder, som – med 2020-nettтарiffen – vil beløbe sig til ca. 40 % af den samlede net-tarif på 5,0 øre/kWh. (Systemtáriffen pávirkes ikke af netproduktet og er derfor helt udeladt af disse illustrationer.) Táriffen for afbrydelighed er baseret pá marginalomkostningerne, dvs. pá de omkostninger i nettтарiffen, der vurderes at udgøre de reelt variable omkostninger (nettab, D&V, etc.).

Det bemærkes specielt, at en afbrydelig kunde dermed får større reduktion i absolutte tal jo flere fuldstimer kunden har. Det økonomiske incitament til at vælge afbrydelighed er derfor ikke ret stort for fleksible kunder med få fuldstimer. Dette kan være et problem, og det problem er vel at mærke ikke forårsaget af den foreslåede tárfifering for afbrydelighed, men derimod af den grundlæggende tárfifering, hvor der udelukkende tárfiferes ift. kWh-forbrug.



Figur 22 Nuv. tarif, geografisk diff. tarif og reduceret tarif

Figur 22 illustrerer, hvordan den nuværende volumentarif kunne se ud, hvis der blev indført en geografisk differentiering på den. Kunder i forbrugsområder skulle betale mere, mens kunder i overskudsområder skulle slippe billigere. (Der er i illustrationen antaget, at nettariffen vil være 20 % højere, hhv. 20 % lavere end den nuværende ikke-differentierede net-tarif.)

Det er samtidig antaget, at forskellen imellem forbrugs- og overskuds-områder primært er relateret til kapacitetsomkostninger til forrentning og afskrivning af netanlæg, mens der ikke er en (væsentlig) variation i de variable, volumenafhængige omkostninger pga. geografiske forhold.

Tariffen for afbrydelighed vil dermed fortsat udgøres af de variable omkostninger, svarende til ca. 40 % af den nuværende ikke-differentierede net-tarif. Dvs. at den endelige nettarif for afbrydelighed bliver *det samme*, uanset om der differentieres geografisk for forbrug med fuld netadgang eller ej.

Hvis der indføres en geografisk differentiering af forbrugs-nettariffen, vil resultatet derfor være, at afbrydelige kunder vil få en større reduktion i forbrugsområder end de vil i overskudsområder. Forskellen i reduktionen kommer imidlertid fra, at selve tariffen for fuld netadgang ville være forskellig, så den større/mindre reduktion opnås ift. en højere/lavere tarif for fuld netadgang. Selve tariffen for afbrydelighed vil derimod være den samme – og præcis den samme som med den foreslåede model.

## 7.2 Geografisk differentiering vs. begrænset netadgang – Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægted

Jf. afsnit 3.3 skal det vurderes, om netproduktet giver anledning til en mere rimelig og mere omkostningsægte tarifiering end den nuværende tarifiering hvor tariffer og vilkår er ens for alle kunder.

Overvejelserne i dette kapitel viser, at indførsel af en tarif for afbrydelighed baseret på omkostningselementerne for de variable omkostninger i nettariffen – svarende til en reduktion for de omkostningselementer, der svarer til de faste omkostninger i nettariffen – vil være en robust og stabil tarifieringstilgang, der i sig selv er mere omkostningsægte end den nuværende geografisk ensartede tarif for forbrug med fuld netadgang. Det vil derfor også passe godt sammen med en eventuel fremtidig mere omkostningsægte tarifiering med en geografisk differentiering.

Energinet vurderer desuden, at det – ud over at den foreslåede reducerede tarif for afbrydeligt forbrug rent faktisk i sig selv er mere omkostningsægte set ift. geografiske forhold end den normale tarif for forbrug med fuld netadgang – også er rimeligt og hensigtsmæssigt, at netprodukterne skaber et indirekte geografisk incitament fsva. fleksibelt, afbrydeligt forbrug til at placere sig hensigtsmæssigt ift. kapaciteten i transmissionsnettet, så længe der ikke er en direkte geografisk differentiering i den grundlæggende tarifiering. Dette indirekte incitament afhjælper – i hvert fald fsva. stort fleksibelt forbrug – den mangel ift. omkostningsægte tarifiering, som følger af forbuddet imod geografisk differentiering.

Baseret på disse overvejelser er det Energinets opfattelse, at det indirekte geografiske incitament, som ligger implicit i begrænset netadgang er både mere rimelig og mere omkostningsægte end den nuværende ens-for-alle volumentarif med obligatorisk samme vilkår og samme tarif for alle TSO-tilsluttede kunder.

## 8. Kompatibilitet med eventuel fremtidig tarifvirkning med kapacitetsbetaling

Som nævnt i afsnit 4.6.3 har Energinet undersøgt mulighederne for – fsva. store kunder – at indføre en delvis kapacitetsbetaling for forbrug med fuld netadgang. Det forventes, at en tariferingsmodel med en andel af kapacitetsbetaling vil blive indført i løbet af få år.

Idet tarifiering med kapacitetsbetaling forventes indført i løbet af få år, er det – af hensyn til en helhedsbetragtning – relevant også at belyse hvordan netproduktet vil passe ind i en sådan fremtidig tarifiering. Derfor er samtlige de analyser, som er beskrevet for netproduktet i kapitel 5 (for enkelt-cases) og i kapitel 6 (samlet case stadium 2040), gentaget i kapitel 9 (=bilag 1), i afsnittene 9.2 (for enkelt-cases) og i afsnit 9.3 (samlet case stadium 2040). Den eneste forskel er, at der i stedet for at se på den nuværende tarifmodel, hvor alt forbrug kun tariferes pr. forbrugt kWh – og hvor reduktionen for afbrydelighed derfor også gives på kWh-tariffen – så er der antaget en fremtidig tariferingsmodel med kapacitetsbetaling – og hvor reduktionen for afbrydelighed i stedet gives netop på kapacitetsbetalingen. Dvs. netop sådan som det er beskrevet i metodeanmeldelsen for netprodukterne. Det er naturligt at lægge tarifreduktionen der, idet kapacitetsbetalingen netop er en rådighedsbetaling for at have nettet til rådighed, når man ønsker det, og afbrydelige kunder har netop ikke sikkerhed for, at de har nettet til rådighed, når de ønsker det.

### 8.1 Analyseresultater af netprodukter for enkelt-cases – med kapacitetsbetaling

Analyserne i afsnit 9.2 i bilag 1 med en tarifiering med kapacitetsbetaling viser først og fremmest, at kapacitetsbetalingen aldrig vil stige for de eksisterende kunder som følge af tilslutning af nyt forbrug, uanset om det nye forbrug har fuld eller begrænset netadgang.

Hvis det nye forbrug tilsluttes med fuld netadgang, falder kapacitetsbetalingen i alle tilfælde, men i forskellig grad afhængig af områdetype.

- I forbrugsområder falder kapacitetsbetalingen kun en lille smule. Dette afspejler, at den ekstra kapacitetsbetaling fra det nye forbrug afspejler de faste omkostninger, som kundens eget anlæg giver anledning til.
- I overskudsområder og i neutrale områder falder kapacitetsbetalingen iflg. analysen. Dette afspejler, at der i disse områder ikke er behov for netforstærkninger af det bagvedliggende net for at forsyne det nye forbrug og at der – fsva. overskudsområder – også må forventes, at behovet for netforstærkninger af hensyn til at transportere energi væk fra overskudsområder, bliver reduceret.

Volumenbetalingen påvirkes stort set ikke ved tilslutning af en elkedel, mens den reduceres ca. 1 DKK/MWh ved tilslutning af et elektrolyseanlæg på 100 MW. Dette gælder vel at mærke, uanset om der er tale om fuld eller begrænset netadgang og uanset i hvilke områdetyper nettilslutningen sker. Reduktionen af volumenbetalingen ved nettilslutning af et 100 MW elektrolyseanlæg skyldes, at det samlede energiforbrug i elsystemet derved øges så meget, at de variable omkostninger i nettariiffen og i systemtariiffen bliver fordelt ud på flere MWh. Det skal specielt bemærkes, at ca. 2/3 af denne virkning kommer fra, at systemtariiffen fordeles ud over flere kWh.

Fsva. den gennemsnitlige tarifpåvirkning viser analysen, at den gennemsnitlige kWh-pris stiger voldsomt for elkedler med fuld netadgang, mens den falder for alle øvrige kunder, både eksisterende og nye – og også for elkedler med begrænset netadgang – ift. den nuværende tarif. Kunder med fuld netadgang og med få driftstimer vil med kapacitetsbetalingen ikke længere kunne "køre friløb", hvor de faste omkostninger dækkes af de øvrige elforbrugere, samtidig

med at netproduktet gør, at de får en mulighed for at undgå en høj kapacitetsbetaling for en leveringssikkerhed, som de ikke efterspørger.

## 8.2 Analyseresultater af netprodukter for samlet case for stadium 2040 – med kapacitetsbetaling

I analyserne i afsnit 9.3 i bilag 1 med en tarifiering med kapacitetsbetaling er det igen antaget, at alt nyt forbrug tilsluttes med fuld, hhv. med begrænset netadgang.

Analyserne viser først og fremmest, at kapacitetsbetalingen alt-andet-lige vil falde både for de eksisterende kunder og for det nye forbrug som følge af tilslutning af nyt forbrug, uanset om det nye forbrug har fuld eller begrænset netadgang.

Hvis det nye forbrug har fuld netadgang, falder kapacitetsbetalingen for de eksisterende kunder mere, end den gør hvis det nye forbrug har begrænset netadgang, hvor de selvfølgelig ikke bidrager til kapacitetsbetalingen, men til gengæld heller ikke giver anledning til en forøgelse af kapacitetsomkostningerne. Det viser, at eksisterende kunder også stilles bedre ved indførsel af netproduktet, set ift. en situation, hvor netprodukterne ikke indføres og hvor det nye forbrug samtidig ikke kommer.

Fsva. volumenbetalingen så falder den ca. det samme uanset om nyt forbrug tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang. Faldet skyldes, skyldes også her, at det samlede energiforbrug i elsystemet øges så meget, at de variable omkostninger i nettarriffen og i systemtariffen bliver fordelt ud på flere MWh. Igen kommer ca. 2/3 af denne virkning fra, at systemtariffen fordeles ud over flere MWh.

Analyserne viser også, at elkedler med fuld netadgang vil opleve en meget stor stigning i deres gennemsnitlige tarif. Dette skyldes selvfølgelig, at deres faste kapacitetsbetaling skal fordeles ud over et lavt antal driftstimer. For alle øvrige kunder, både eksisterende og nye – og også for nye elkedler med begrænset netadgang – falder den gennemsnitlige tarif ift. den nuværende tarif. Dvs. at også her vil kunder med få driftstimer ikke længere kunne "køre friløb" og samtidig have fuld netadgang, hvor de faste omkostninger dækkes af de øvrige elforbrugere.

## 8.3 Opsummering fsva. netprodukter ifm. kapacitetsbetaling - Afbrydelighedskoncept set ift. elforsyningslovens kriterier om rimelighed og omkostningsægthed.

Jf. afsnit 3.3 skal det vurderes, om netproduktet giver anledning til en mere rimelig og mere omkostningsægte tarifiering end den nuværende tarifiering hvor tariffer og vilkår er ens for alle kunder. I kapitlerne ovenfor er dette foretaget ift. den nuværende tarifiering, men den samme overvejelse er også relevant ift. en forventet fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling.

Analyserne viser – både for enkelt-cases og for den samlede case for stadium 2040 – at kombinationen af en evt. fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling og netprodukter, hvor reduktionen for afbrydelighed gives netop på kapacitetsbetalingen, alt i alt vil passe godt sammen og være mere omkostningsægte end både den nuværende rene volumenbetaling og den nuværende rene volumenbetaling og netprodukter hvor reduktionen for afbrydelighed gives på volumenbetalingen.

Kapacitetsbetalingen vil sikre, at kunder med fuld netadgang og med få driftstimer ikke længere vil kunne "køre friløb", hvor de faste omkostninger dækkes af de øvrige elforbrugere. Men hvis der ikke er en undtagelsesmulighed for kapacitetsbetalingen, vil det til gengæld betyde, at

det vil medføre en betydelig – og ikke-omkostningsægte – indvirkning på forretningsplanen for elkedler og lignende anlæg med stor effekt og få driftstimer.

Kombinationen med netproduktet betyder derfor netop, at den type kunder får en valgmulighed, så de selv kan vælge, om de vil undvige en høj kapacitetsbetaling for en leveringssikkerhed, som de ikke efterspørger, eller om de ønsker en høj leveringssikkerhed, hvor de så selv kommer til at betale for de omkostninger, som det reelt medfører.

Indførelse af netproduktet er derfor af stor betydning ikke blot i sig selv men også for at sikre, at en fremtidig kapacitetsbetaling ikke får en stor negativ – og ikke-omkostningsægte – indvirkning på forretningsplanen for elkedler og lignende anlæg med stort effektforbrug og få driftstimer; anlæg som netop forventes at skulle spille en vigtig rolle i sektorkoblingen ifm. den grønne omstilling.

Dette indikerer alt sammen, at indførelse af kapacitetsbetaling på net-tariffen i kombination med netprodukter med begrænset netadgang, hvor tarifreduktionen lægges på kapacitetsbetalingen, er mere omkostningsægte ift. de omkostninger – både faste og variable - som de nye, hhv. de eksisterende kunder giver anledning til end den nuværende rene volumentarif. Dvs. at netproduktet er fuldt ud kompatibelt med en evt. fremtidig tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling.

Baseret på alle de ovenstående observationer er det derfor Energinets opfattelse, at muligheden for begrænset netadgang for alle TSO-tilsluttede kunder ifm. en fremtidig tarifiering med kapacitetsbetaling også vil være både mere rimelig og mere omkostningsægte end en tilsvarende fremtidig tarifiering med kapacitetsbetaling uden mulighed for begrænset netadgang.

## 9. Bilag 1: Analyser af tarifvirkning mv. – ved fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling.

Energinet arbejder hen imod en fremtidig tarifmodel en andel af kapacitetsbetaling, og det er derfor også relevant at vurdere hvorledes "Begrænset netadgang" vil passe ind i en fremtidig tarifmodel, både med og uden geografisk differentiering på forbrugstariffen.

I dette bilag opstilles de tarifmæssige forudsætninger ift. en fremtidig tarifmodel (dvs. svarende til hvad der blev gjort i afsnit 4.6 fsva. den nuværende tarif) og derefter gentages analyserne og vurderingerne i kapitlerne 5 og 6 under forudsætning af denne mulige fremtidig todelte tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling.

### 9.1.1 Forudsætninger ift. evt. fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling:

Energinet har ifm. det løbende tarifarbejde også belyst muligheden for – fsva. store kunder – at indføre en delvis kapacitetsbetaling for forbrug med fuld netadgang. Det forventes, at en ny tarifieringsmodel med en andel af kapacitetsbetaling kan blive indført indenfor få år.

Energinet vil derfor i denne analyse også gerne belyse, hvordan tarifiering af begrænset netadgang vil spille sammen med en fremtidig kapacitetsbetaling, og hvor afbrydelige kunder ikke skal bidrage til kapacitetsbetalingen i samme omfang som kunder med fuld netadgang.

Det skal understreges, at det følgende kun er resultatet fra nogle indledende analyser om indførsel af en kapacitetsbetaling. Det vurderes dog, at det er brugbart ift. denne overordnede analyse til at illustrere samspillet imellem begrænset netadgang og kapacitetsbetaling.

***Det skal specielt understreges, at dette dermed ikke skal opfattes som et konkret forslag til hvordan en tarifieringsmodel med kapacitetsbetaling vil se ud og heller ikke som en indikation af hvad en fremtidig kapacitetsbetaling vil udgøre. Det er udelukkende en illustration af, hvordan det kan se ud, såfremt Energinet skulle opkræve alle de faste omkostninger i nettarriffen som en ren kapacitetsbetaling.***

Ud fra en forudsætning om:

- at Energinets tarifprovenu skal bevares for store kunder (i praksis er det A<sub>0</sub>-, A<sub>høj</sub>- og A<sub>lav</sub>-kunder; dvs. kunder tilsluttet i TSO-nettet og i 30/50/60 kV DSO-nettet samt direkte i HV/MV-transformerstationer),
- og ud fra afregningsmålingerne, hvor alle de enkelte store kunders individuelle maksimalforbrug på timebasis i løbet af 2018 er blevet registreret,

kunne der fastlægges en kapacitetsbetaling, som – alt-andet-lige – ville sikre, at disse kunder - som gruppe - fortsat ville betale den samme *andel* af de faste omkostninger (dvs. den samme andel af de 947 MDKK/år i Tabel 6) som med den nuværende volumen-tarif.

- Dette resulterede i en kapacitetsbetaling på 89.560 DKK/MW/år.
- Hertil kommer fortsat en volumenbaseret tarif for de variable omkostninger på 21 DKK/MWh.

Det skal bemærkes, at såfremt en kapacitetsbetaling skulle udgøre en mindre andel, ville den volumenbaserede tarif selvfølgelig stige tilsvarende.

En fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling fra store kunder – og hvor store kunder altså betaler deres andel af de faste omkostninger *udelukkende* som en kapacitetsbetaling – kunne altså se således ud.

Tabel 13 Mulig fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling fra store kunder

Tarif-element	Tarif-niveau
Kapacitetsbetaling (faste omkostninger)	89.560 DKK/MW/år
Volumenbetaling (variable omkostninger)	21 DKK/MWh.

Det skal bemærkes, at dette er baseret på en antagelse om, at man – fsva. de store kunder – i videst muligt omfang vælger at opkræve så stor en del af tariffen for de faste omkostninger som en kapacitetsbetaling. Der er endnu ikke foretaget vurderinger af, hvor stor en andel af de faste omkostninger, som i givet fald vil blive opkrævet som en kapacitetsbetaling. Dvs. at dette som nævnt ovenfor repræsenterer et maksimalt yderpunkt for en kapacitetsbetaling.

De eksisterende kunder på DSO-niveau (små, mellemstore og store) skal fortsat betale deres rimelige andel af de faste omkostninger.

For at holde modelanalysen så simpel som mulig beregnes derfor en *ækvivalent* sum af de enkelte kunders maksimalforbrug ( $947 \text{ MDKK/år} / 0,089560 \text{ MDKK/MW/år} = 10.576 \text{ MW}$ ).

Denne værdi kan – i analysen af tarifvirkningen i en fremtidig tarifmodel med kapacitetsbetaling – anvendes som tarifgrundlag for det eksisterende forbrug.

Dette er altså ikke et udtryk for, at Energinet på nogen måde påtænker en kapacitetsbetaling for små og mellemstore kunder. Det er udelukkende en modelmæssig simplifikation til brug for denne analyse. Simplifikationen sikrer, at de kundegrupper fortsat skal betale deres rimelige andel af kapacitetsomkostningerne, samtidig med at der i analysen ikke skal opereres med to forskellige tarifmodeller for hhv. små/mellemstore kunder og for store kunder. Da der i denne analyse antages alt-andet-lige for det eksisterende forbrug, er denne antagelse blot en pragmatisk måde at sikre dette på.

En afledt virkning af at definere en samlet forbrugskapacitet er, at den kan anvendes til at beregne en *udnyttelsesgrad* af det samlede, eksisterende eltransmissionssystem i form af et ækvivalent antal fuldlasttimer (FLH). Den beregnes som det årlige energiforbrug divideret med den *ækvivalente* sum af kunders maksimalforbrug; dvs.  $32.661.464 \text{ MWh/år} / 10.576 \text{ MW} = 3.088 \text{ FLH/år}$ .

Dette tal vil kunne anvendes som sammenligningsgrundlag for at vise, om tilførsel af nyt forbrug med forskellige forbrugsmønstre, forøger eller reducerer udnyttelsen af det samlede eltransmissionsnet. Denne udnyttelsesgrad vil derfor blive brugt i det følgende til brug for perspektivering af nogle af analyseresultaterne.

## 9.2 Analyse af enkelt-cases – med antaget ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling.

I dette afsnit analyseres de 12 enkeltcases ift. en mulig ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling, som beskrevet i afsnit 9.1.1.

Der tages fortsat udgangspunkt i de 12 enkeltcases, som er beskrevet i afsnit 5.1, og analysen fortsætter i den analysemodel, som er omtalt i afsnit 5.2.

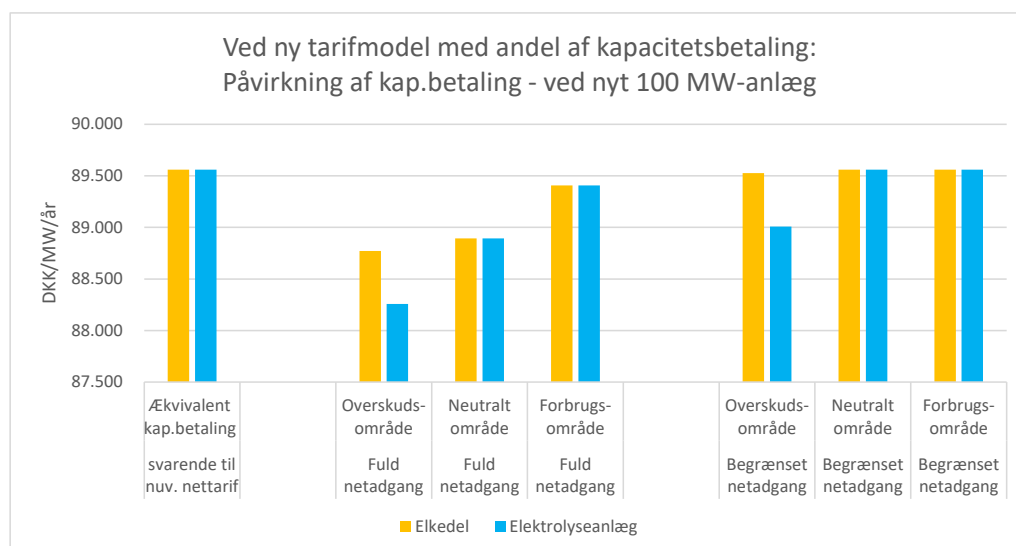
### 9.2.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Idet de tekniske krav til eltransmissionssystemet er præcist de samme, uafhængigt af hvilken tarifieringsmodel der anvendes, er CAPEX- og OPEX-påvirkningen selvfølgelig også præcis den samme som beskrevet i afsnit 5.2.1.

## 9.2.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug

Figur 23 og Figur 24 herunder viser, hvordan kapacitetsbetalingen og volumentariffen for kunder med fuld netadgang vil blive påvirket af tilslutning af et nyt 100 MW-anlæg med meget få fuldlasttimer (elkedel), hhv. mange fuldlasttimer (elektrolyseanlæg). Der er taget højde både for forøgelsen af samlet tarifprovenu pga. netudbygninger, både ift. faste og variable omkostninger og også for tarifbetalingen for den nye kunde selv til hhv. faste og variable omkostninger.

### 9.2.2.1 Kapacitetsbetaling



Figur 23 Påvirkning af kapacitetsbetaling ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

Fsva. kapacitetsbetalingen viser Figur 23, at kapacitetsbetalingen ikke stiger i nogen tilfælde.

#### Begrænset netadgang:

- Hvis et nyt anlæg tilsluttes med begrænset netadgang i neutrale områder eller i forbrugsområder, er kapacitetsbetalingen uændret.
- Hvis det er et elektrolyseanlæg med begrænset netadgang og med tilslutning i et overskudsområde, så falder kapacitetsbetalingen endda, idet det igen i betydelig grad vil reducere behovet for at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområdet. Kapacitetsbetalingen falder også ved tilslutning af en elkedel i et overskudsområde, men ikke ret meget, da det igen ikke reducerer behovet for at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområdet.

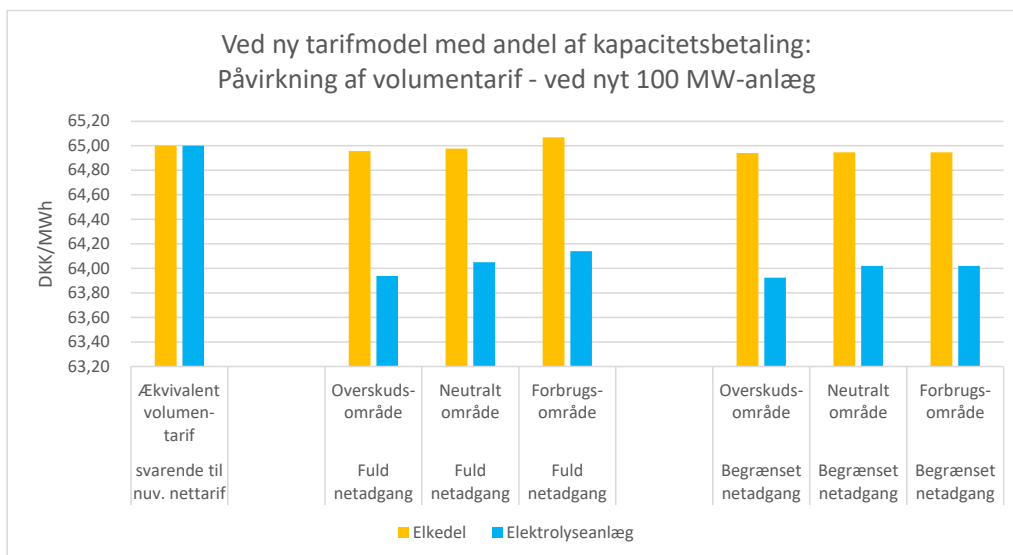
#### Fuld netadgang:

- Hvis et nyt anlæg tilsluttes med fuld netadgang, falder kapacitetsbetalingen i alle tilfælde.
- Ved tilslutning i et forbrugsområde falder kapacitetsbetalingen kun en lille smule. Dette afspejler, at der skal bygges nyt net, og at den ekstra kapacitetsbetaling fra den

nye kunde omtrent svarer til de CAPEX-omkostninger, som det nye net giver anledning til. Se Figur 10 i afsnit 5.2.1 med CAPEX.

- Ved nettilslutning i neutrale områder falder kapacitetsbetalingen noget. Dette svarer til, at der kun er behov for lokale netforstærkninger, men ikke til forstærkninger i det bagvedliggende net. Se Figur 10 med CAPEX.
- Ved nettilslutning i overskudsområder reduceres kapacitetsbetalingen yderligere, og igen er reduktionen større for elektrolyseanlægget end for elkedlen, og af de samme årsager som tidligere nævnt. Se også Figur 10 med CAPEX.

### 9.2.2.2 Volumentarif



Figur 24 Påvirkning af volumentarif ved tilslutning af nyt 100 MW forbrugs-anlæg

Fsva. volumentariffen viser Figur 24, at volumentariffen stort set ikke bliver påvirket ved tilslutning af en elkedel, mens den reduceres ca. 1 DKK/MWh ved tilslutning af et elektrolyseanlæg. Det gælder uanset om der er tale om fuld eller begrænset netadgang og uanset i hvilken områdetype nettilslutningen sker.

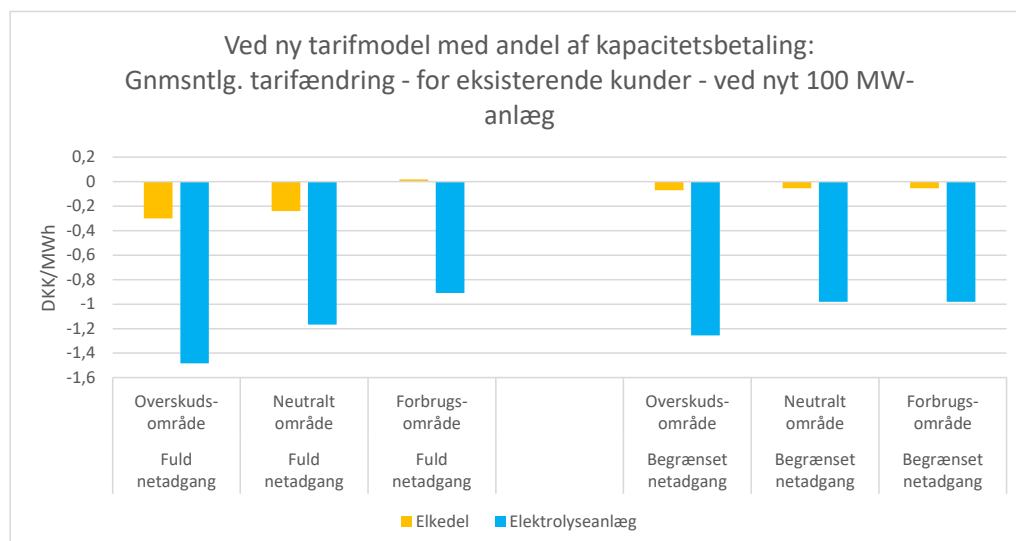
- Ved en elkedel er det ekstra forbrug så småt, at det ikke påvirker hverken den variable del af nettariffen eller systemtariffen i væsentlig grad.
- Ved et elektrolyseanlæg stiger det samlede energiforbrug så meget, at både de variable omkostninger i nettariffen samt systemtariffen bliver fordelt ud på flere MWh. Det giver en mærkbar reduktion af begge tariffer. *Det skal specielt bemærkes, at ca. 2/3 af denne virkning kommer fra, at systemtariffen fordeles ud over flere MWh.*
- Detaljerne i betydningen af fuld vs. begrænset netadgang og af områdetyperne er ret små. Årsagen til disse variationsmønstre er de samme som der tidligere er redegjort for, så det uddybes ikke her.

### 9.2.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug

Figur 25 herunder illustrerer den gennemsnitlige tarifændring, som en kunde med fuld netadgang vil blive udsat for som følge af tilslutning af et nyt 100 MW forbrugsanlæg, afhængig af om der er tale om:

- Et anlæg med få fuldlasttimer (elkedel) eller mange fuldlasttimer (elektrolyseanlæg),
- med fuld eller begrænset netadgang,

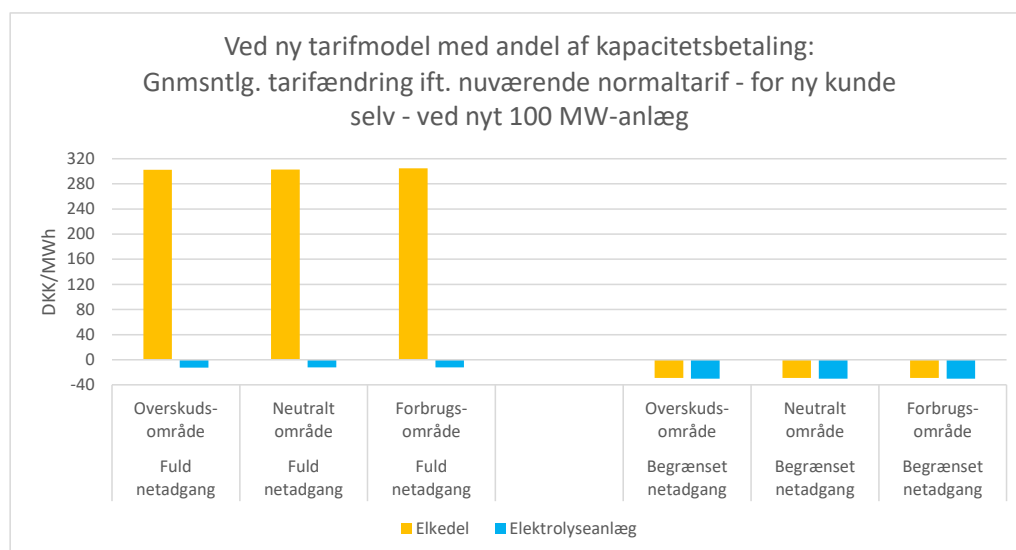
- og med nettilslutning i et overskudsområde, i et neutralt område eller i et forbrugsområde



Figur 25 Gennemsnitlig tarif-ændring for kunder med fuld netadgang

Figur 25 viser helt grundlæggende det samme som Figur 24, idet der er blot fokuseret på *ændringen* ift. den gennemsnitlige tarif for fuld netadgang ved nettilslutning af et nyt 100 MW-forbrugsanlæg, og idet betydningen af ændringen kapacitetsbetalingen, jf. Figur 23, også er indregnet.

Bemærk at de tre søjler til venstre i diagrammet viser det under antagelse om, at det nye forbrugsanlæg tilsluttes med fuld netadgang. De tre søjler er derfor også gældende for det nye forbrugsanlæg selv. Derimod er de tre søjler til højre i diagrammet kun gældende for det øvrige eksisterende forbrug, da det nye forbrug her er antaget at blive tilsluttet med begrænset netadgang, som har en anden og lavere tarif.



Figur 26 Gennemsnitlig tarifændring ift. fuld netadgang - for den nye kunde selv

Figur 26 illustrerer den *gennemsnitlige* tarifændring pr. MWh for den nye kunde selv ift. den nuværende normale tarif for fuld netadgang.

Bemærk at akseområdet her spænder fra -40 DKK/MWh til +320 DKK/MWh i modsætning til Figur 25, hvor akseområdet kun spænder fra -2,0 DKK/MWh til 0,5 DKK/MWh.

De tre søjler til venstre viser den tarif-ændring ift. den normale tarif, som den nye kunde selv vil blive udsat for ved tilslutning af sit forbrug med fuld netadgang.

- Bemærk specielt, at elkedlen vil få en meget høj gennemsnitlig tarif, når den faste kapacitetsomkostning skal fordeles ud på de relativt få fuldlasttimer, som anlægget har. Det er et udtryk for en mere omkostningsægte tarifiering, men i praksis vil indførelse af en betydelig kapacitetsbetaling bevirke, at eksisterende såvel som nye kunder med et lavt antal driftstimer vil få en væsentlig højere samlet tarifbetaling.
- Et elektrolyseanlæg vil derimod få en lidt lavere gennemsnitlig tarif ift. den nuværende tarif, hvis det tilsluttes med fuld netadgang. Det er et udtryk for, at anlæg med mange driftstimer – netop pga. de mange driftstimer – har fordel af en kapacitetsbetaling fremfor at transmissionsnettets faste omkostninger skal finansieres via en volumenbaseret tarif. Det er igen kun et udtryk for en mere omkostningsægte tarifiering.

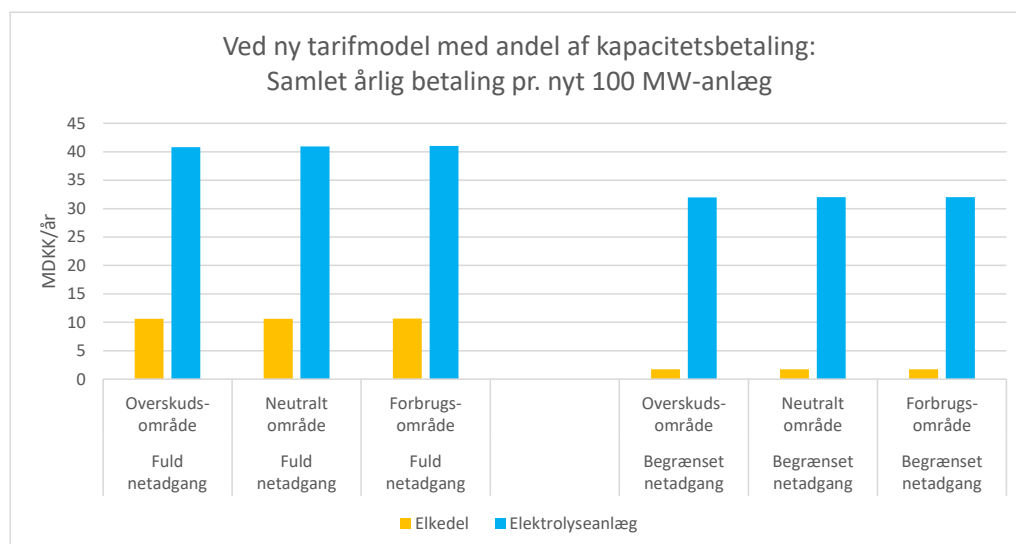
De tre søjler til højre i diagrammet gælder for det nye forbrug selv, når det tilsluttes med begrænset netadgang. Her er gennemsnitstariffen selvfølgelig lavere end for fuld netadgang både for elkedlen og elektrolyseanlægget, idet det netop er konceptet med begrænset netadgang, at de får rabat på kapacitetsbetalingen. I dette beregningseksempel er der jf. antagelserne i afsnit 2, taget udgangspunkt i en fritagelse for kapacitetsbetalingen (på 89.560 DKK/MW/år) for faste omkostninger. (Ift. den nuværende volumenbaserede tarifmodel svarer det til de 29 DKK/MWh.)

- Det kan bemærkes, at elektrolyseanlægget får en gennemsnitlig reduktion på ca. 30 DKK/MWh, idet anlæggets store forbrug i sig selv bevirker, at systemtariffen og nettatariffen for de variable omkostninger falder yderligere ca. 1 DKK/MWh oveni fritagelsen for de faste omkostninger på 89.560 DKK/MW/år.
- Elkedlen bruger derimod så lidt, at dens forbrug ikke påvirker den samlede tarif i væsentlig grad.

#### 9.2.4 Samlet årlig betaling for nye kunder

Ovenstående betragtninger har udelukkende berørt selve tarifieringen opgjort som kapacitetsbetaling i DKK/MW/år, hhv. som volumenbetaling i DKK/MWh. Det siger imidlertid ikke noget om, hvor stort økonomisk incitament den enkelte kunde har til at vælge afbrydelighed afhængig af deres driftsmønster. Med den todelte tarifiering har både kundens maksimale effekttræk og kundens energiforbrug – svarende til deres fuldlasttimer – betydning for, hvor stor økonomisk betydning en reduceret betaling reelt har for kunden i absolutte tal.

Figur 27 nedenfor viser, hvad et nyt forbrugsanlæg med en maksimaleffekt på 100 MW skal betale i samlet tarif, afhængig af om det er en elkedel (med få fuldlasttimer) eller et elektrolyseanlæg (med mange fuldlasttimer), om det tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang, og afhængig af hvilken type område det nettilsluttes i.



Figur 27 Samlet årlig betaling – med todelt tarif – for nyt 100 MW-anlæg

Da der fortsat ikke differentieres – og i henhold til elforsyningsloven p.t. ikke må differentieres – geografisk ift. tarifopkrævningen, har områdetypen selvfølgelig ingen reel betydning for den samlede tarifbetaling.

Fsva. anlægstypen, så ses det klart, at elektrolyseanlægget lægger meget mere i tarifbetaling end elkedlen. Dette skyldes selvfølgelig det markant højere energiforbrug, og det gælder uanset om anlægget har fuld eller begrænset netadgang.

Fsva. betydningen af fuld vs. begrænset netadgang, så er der – med en todelt tarifering – nu et helt andet billede end hvad man så i afsnit 5.2.4 med den nuværende volumentarif. I dette tilfælde med kapacitetsbetaling opnår både elektrolyseanlægget og elkedlen ca. samme besparelse – på omkring 9 MDKK/år – ved at vælge begrænset netadgang. (Med volumentariffen fik de hhv. godt 14 og knap 1 MDKK/år i besparelse.) Dette skyldes, at reduktionen nu ligger på kapacitetsbetalingen, og da anlæggene er antaget at have samme størrelse på 100 MW, får de derfor præcis samme besparelse på kapacitetsbetalingen.

*Dette er også en væsentlig og meget relevant observation ift. evalueringen af begrænset netadgang og prissætningen af det set ift. tariferingen af det normale forbrug med fuld netadgang. Det viser nemlig, at indførelse af en kapacitetsbetaling – og med tarifreduktionen for begrænset netadgang lagt på kapacitetsbetalingen – er mere omkostningsægte, fordi store kunder derved netop betaler for den kapacitet, som de selv ønsker at have til rådighed.*

### 9.2.5 Afbrudstimer og tarifreduktion – med kapacitetsbetaling

Den tarifændring ift. den nuværende volumentarif, som en ny kunde med et 100 MW anlæg vil få, hvis forbrugsanlægget nettilsluttes med begrænset netadgang, blev opgjort i afsnit 9.2.3. Figur 26 i afsnit 9.2.3 viser den resulterende tarifændring for kunden selv under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes egen kapacitetskrav og eget forbrug vil have på tariffen. Da det var ændringen, der blev opgjort, og da tariffen – på nær for elkedler med fuld netadgang – faldt, var der dermed – i de fleste tilfælde – tale om negative tal. Fsva. elkedler med fuld netadgang var der derimod tale om en markant stigning.

Lige som i afsnit 5.2.5 ses der i dette afsnit på den gennemsnitlige reduktion af tariffen, som kunden vil få, og det vurderes ift. den tarif, som kunden ville få med fuld netadgang. Dvs. at det

er en reduktion ift. den gennemsnitlige tarif, som kunden ville få under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes eget forbrug vil have på tariffen. Da det er tale om en reduktion ift. dette, vil der desuden altid blive tale om positive tal.

Disse tarifreduktioner er gengivet i Tabel 14 herunder. Bemærk specielt, at kapacitetsbetalingen er indregnet i disse **gennemsnitlige** ændringer. Det er årsagen til, at reduktionerne bliver meget markant for elkedler pga. deres få fuldlasttimer.

Tabel 14 viser også:

- det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- den tarifreduktion, som en elkedel-kunde, hhv. en elektrolyse-kunde, vil få set ift. det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- samt den gennemsnitligt forventede mængde af ikke-leveret energi for hver af de to kundetyper i de forskellige områdetyper.

*Tabel 14 Tarifreduktion, begrænsninger og ikke-leveret energi pr. 100 MW-forbrugsanlæg - med kapacitetsbetaling*

	Gnmsntlg tarifreduktion ift. normaltarif	Gnmsntlg begrænsninger	Tarifreduktion vs. begrænsnings-Timer	Gnmsntlg ikke-leveret energi
	(DKK/MWh)	(h/år)	(DKK/MW /(h/år))	(MWh/år)
<b>Elkedel</b>				
Overskudsområde	331,26	0	N/A	0,00
Neutralt område	331,72	0,2	1.658,69	0,61
Forbrugsområde	333,73	192	1,74	587,4
<b>Elektrolyseanlæg</b>				
Overskudsområde	17,67	0	N/A	0,00
Neutralt område	17,81	0,2	89,04	11,42
Forbrugsområde	18,00	192	0,09	10.959

Beregningerne her er gennemført under præcis de samme antagelser som anført i afsnit 5.2.5, og de gentages derfor ikke her.

Da der ikke er forskelle i de tekniske antagelser, viser kolonne 5 igen, at elektrolyseanlæg har ca. 20 gange så stort en mængde ikke-leveret energi, og af de samme årsager som beskrevet i afsnit 5.2.5.

Det ses også:

- at elkedler får en meget større gennemsnitlig tarifreduktion end elektrolyseanlæg i alle områdetyper samt at reduktionen for én anlægstype er ca. det samme uanset områdetype (kolonne 2),
- og at tarifreduktionen pr. begrænsningstime for hver af de to anlægstyper er lavere i forbrugsområder end i øvrige områdetyper (kolonne 4).

Det første er en direkte konsekvens af den store forskel i driftstimer. Da reduktionen ligger på kapacitetsbetalingen, er tarifreduktionen – i absolutte tal – dog ca. den samme for de to anlægstyper. Reduktionen fordeles blot ud over et meget forskelligt energiforbrug.

Det sidste afspejler, at der er forskellig afbrudsrisiko i de forskellige områdetyper, og da der samtidig ikke er differentieret geografisk, hverken for den normale tarif eller for den reducerede tarif, bliver tarifreduktionen pr. begrænsningstime derfor forskellig. Dette giver i sig selv fortsat et hensigtsmæssigt, indirekte geografisk incitament, også i en todelt tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling.

Betragtninger om geografisk differentiering er som tidligere nævnt uddybet i kapitel 7.

Det skal også her understreges, at resultaterne i dette afsnit er gennemsnitsbetragtninger, hvor der vel at mærke er tale om meget små risici for begrænsninger og hvor der samtidig må forventes en ret stor spredning.

### 9.2.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Analysen er baseret på faste antagelser om mængde og forbrugsmønster for de nye anlæg. Dvs. at der bevidst er set bort fra den betydning, som rammevilkår vil have på investeringsbeslutninger for nye forbrugsanlæg. En antagelse om en ændret tariferingsmodel giver derfor selvfølgelig ikke anledning til andre tekniske resultater.

Idet de tekniske antagelser om nettilslutning af nyt forbrug, driftsmønstre, tilslutningsvilkår etc. er præcist de samme, uafhængigt af hvilken tariferingsmodel der anvendes, vil udnyttelsesgraden selvfølgelig også blive præcis den samme som beskrevet i afsnit 5.2.6. Der henvises derfor til dette afsnit.

### 9.3 Analyse af samlet situation med nyt elkedel- og elektrolyse-/PtX-forbrug som i stadium 2040 – med antaget ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling.

I dette afsnit analyseres det samlede udbygningsscenarium ift. en mulig ny tarifmodel med en andel af kapacitetsbetaling, som beskrevet i afsnit 9.1.1.

Der tages fortsat udgangspunkt i det udbygningsscenarium, som er beskrevet i afsnit 4.4, og analysen fortsætter i den analysemodel, som er omtalt i afsnit 6.2.

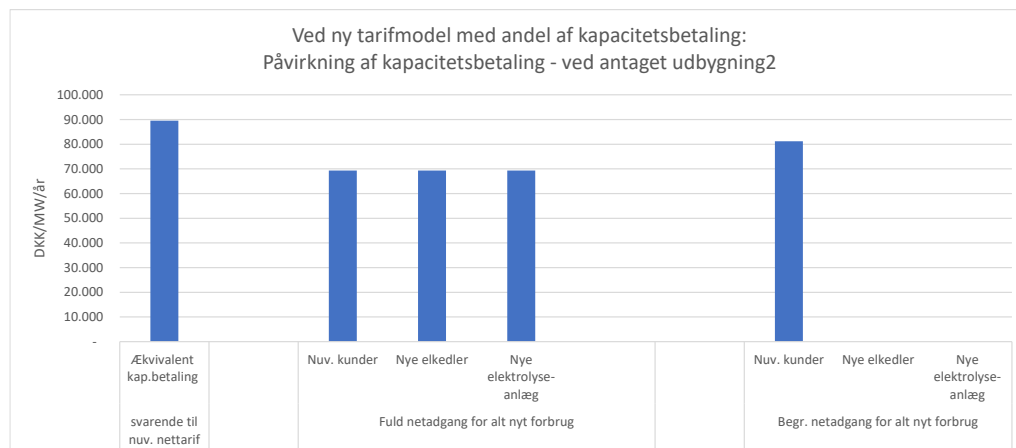
#### 9.3.1 CAPEX- og OPEX-påvirkninger

Idet de tekniske krav til eltransmissionssystemet er præcist de samme, uafhængigt af hvilken tariferingsmodel der anvendes, er CAPEX- og OPEX-påvirkningen selvfølgelig også præcis den samme som beskrevet i afsnit 6.2.1.

#### 9.3.2 Nye tariffer for kunder med fuld netadgang som følge af nyt forbrug

Figur 28 og Figur 29 samt Figur 30 herunder viser, hvordan kapacitetsbetalingen og volumentariffen for kunder med fuld netadgang vil blive påvirket af nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg. Der er taget højde både for forøgelsen af samlet tarifprovenu pga. netudbygninger, både ift. faste og variable omkostninger og også for tarifbetalingen for den nye kunde selv til hhv. faste og variable omkostninger.

### 9.3.2.1 Kapacitetsbetaling



Figur 28 Påvirkning af kapacitetsbetaling ved antaget udbygning

Fsva. kapacitetsbetalingen viser Figur 28, at kapacitetsbetalingen – alt-andet-lige – i alle tilfælde bliver lavere end den ellers ville være.

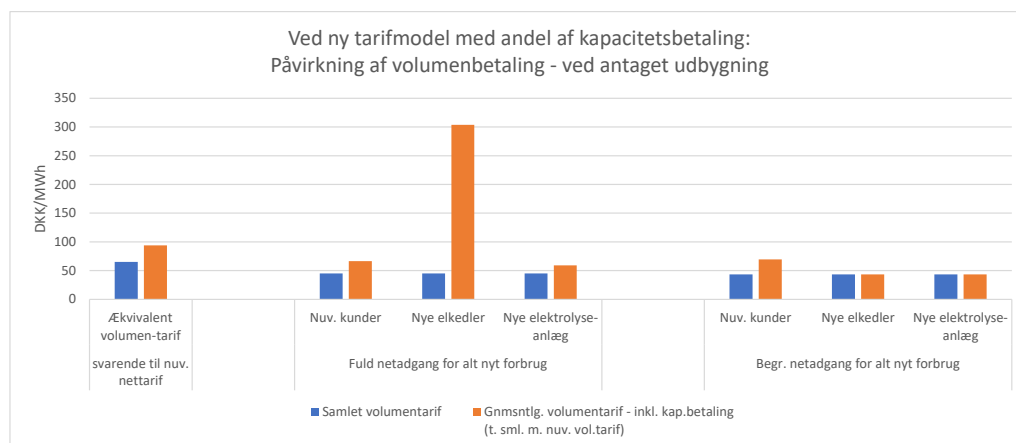
#### Begrænset netadgang:

- Hvis de nye anlæg tilsluttes med begrænset netadgang, giver det anledning til en lavere kapacitetsbetaling for de eksisterende kunder, idet det nye forbrug – og specielt elektrolyseanlæggene - i betydelig grad vil reducere behovet for at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområder.
- Det nye forbrug selv får i disse beregninger en kapacitetsbetaling på 0, hvis de har begrænset netadgang.

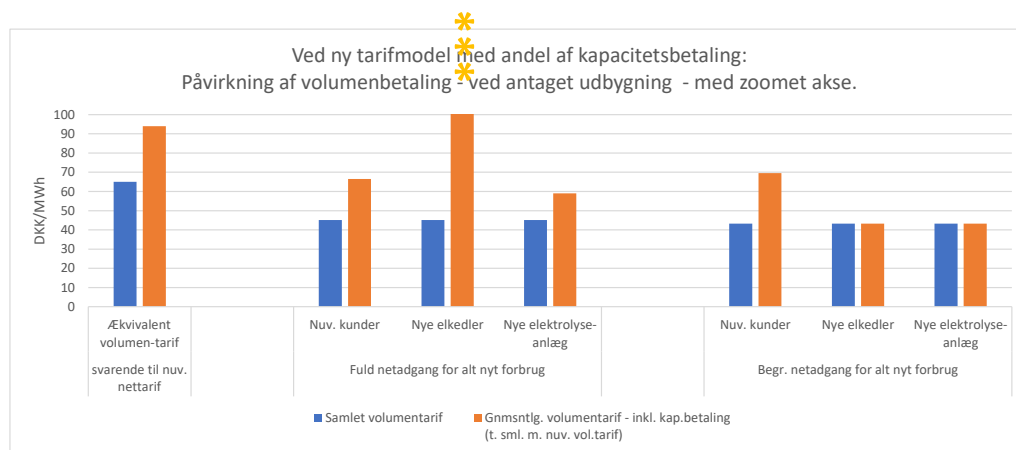
#### Fuld netadgang:

- Hvis de nye anlæg tilsluttes med fuld netadgang, reduceres kapacitetsbetalingen i alle tilfælde også, og den reduceres endda mere end hvis det nye forbrug fik begrænset netadgang. Dette afspejler, at selv om der sker en forøgelse af CAPEX, se Figur 17 i afsnit 6.2.1 med CAPEX, idet der skal bygges nyt net både lokalt og af hensyn til forbrugsområder, så bidrager alle de nye anlæg også med kapacitetsbetaling. Samtidig kan der fortsat undlades at udbygge transmissionsnettet til at transportere energi bort fra overskudsområder. Når de samlede kapacitetsomkostninger fordeles ud på summen af maksimalbelastninger som en kapacitetsbetaling, så resulterer det – alt i alt og alt-andet-lige - alligevel i en lavere kapacitetsbetaling for alle.

### 9.3.2.2 Volumentarif



Figur 29 Påvirkning af volumentarif ved antaget udbygning – **overordnet billede**



Figur 30 Påvirkning af volumentarif ved antaget udbygning - med zoomet akse

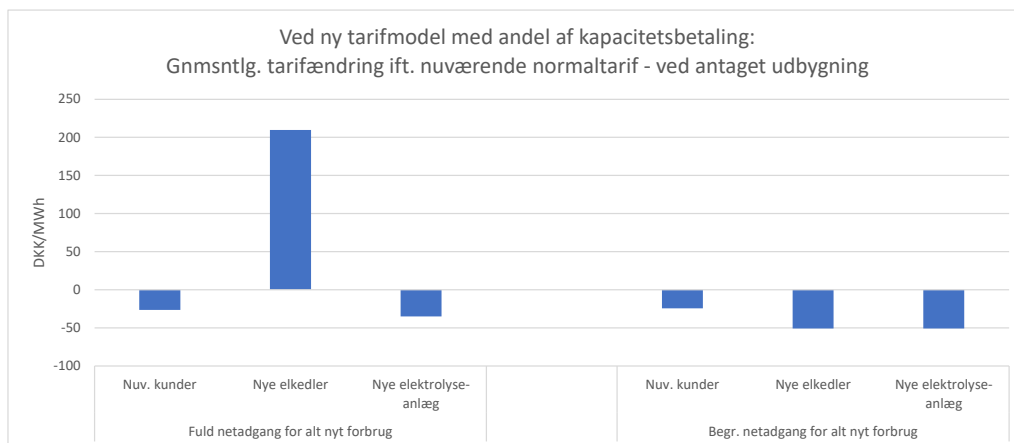
Påvirkningen af volumenbetalingen er illustreret med to forskellige figurer - Figur 29 med det fulde billede samt Figur 30, som har helt forskellig akseinddeling. Figur 29 viser det overordnede billede, og Figur 30 viser detaljerne for alt andet end den gennemsnitlige tarif for en elkedel med fuld netadgang.

Figur 30 viser, at selve volumentariffen (de blå søjler) i alle tilfælde reduceres betydeligt ift. den volumenbetaling, der vil være med det eksisterende elnet, når det nye forbrug tilsluttes. Figuren viser også, at reduktionen kun er en anelse større ved begrænset netadgang end ved fuld netadgang. Reduktionen skyldes, at hele systemtariffen og de variable dele af nettariffen fordeles ud over væsentligt flere kWh. Så selv om de variable omkostninger også er øget lidt, så er stigningen i energiforbrug så meget større, at det resulterer i en samlet, betydelig reduktion. Det skal specielt bemærkes, at ca. 2/3 af denne virkning kommer fra, at systemtariffen fordeles ud over flere MWh.

Figur 29 og Figur 30 viser, at den gennemsnitlige tarif (de orange søjler) – dvs. inkl. kapacitetsbetalingen – til gengæld vil variere meget imellem de eksisterende kunder, elkedler og elektrolyseanlæg. Dette skyldes, at kapacitetsbetalingen i den beregning fordeles ud over de eksisterende kunders gennemsnitlige forbrug, hhv. elkedlernes lave forbrug og elektrolyseanlæggenes store forbrug. Dvs. at specielt elkedlerne vil få et kraftigt økonomisk incitament til ikke at vælge fuld netadgang.

### 9.3.3 Tarifændringer ift. normal nettarif – for eksisterende kunder, hhv. for den nye kunde selv – som følge af nyt forbrug

Figur 31 herunder illustrerer den tarif-ændring ift. den nuværende tarif, som de eksisterende kunder med fuld netadgang samt de nye kunder selv vil blive udsat for som følge af nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg.



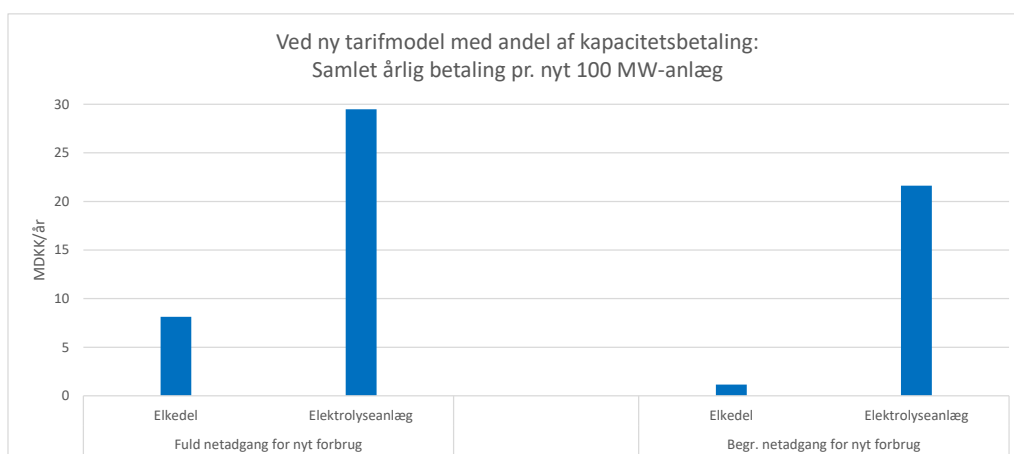
Figur 31 Gennemsnitlig tarif-ændring ift. nuv. normaltarif - ved antaget udbygning

Figur 31 viser helt grundlæggende det samme som Figur 29 og Figur 30, idet der er blot fokuseret på *ændringen* ift. den normale tarif for fuld netadgang ved nettilslutning af de 1.200 MW elkedler og de 3.000 MW elektrolyseanlæg, og idet betydningen af ændringen kapacitetsbetalingen, jf. Figur 28, også er indregnet. Her er det meget tydeligt, at en elkedel eller andet forbrug med meget få fuldlasttimer vil blive udsat for en betydelig forøgelse i de gennemsnitlige omkostninger, hvis de ønsker fuld netadgang.

#### 9.3.4 Samlet årlig betaling for nye kunder

Ovenstående betragtninger har udelukkende berørt selve tariferingen opgjort som kapacitetsbetaling i DKK/MW/år, hhv. som volumenbetaling i DKK/MWh. Det siger imidlertid ikke noget om, hvor stort økonomisk incitament den enkelte kunde har til at vælge afbrydelighed afhængig af deres driftsmønstre. Med den todeltede tarifering har både kundens maksimale effekttræk og kundens energiforbrug – svarende til deres fuldlasttimer – betydning for, hvor stor økonomisk betydning en reduceret betaling reelt har for kunden i absolutte tal.

Figur 32 nedenfor viser, hvad et nyt forbrugsanlæg med en maksimaleffekt på 100 MW skal betale i samlet tarif, afhængig af om det er en elkedel (med få fuldlasttimer) eller et elektrolyseanlæg (med mange fuldlasttimer), og afhængig af om det tilsluttes med fuld eller begrænset netadgang.



Figur 32 Samlet årlig betaling – med todelt tarif – for nyt 100 MW-anlæg

Fsva. anlægstypen, så ses det klart, at elektrolyseanlægget lægger meget mere i tariffbetaling end elkedlen. Dette skyldes selvfølgelig det markant højere energiforbrug, og det gælder uanset om anlægget har fuld eller begrænset netadgang.

Fsva. betydningen af fuld vs. begrænset netadgang, så er der – med en todelt tarifiering – nu et helt andet billede end hvad man så i afsnit 6.2.4 med den nuværende volumentarif. I dette tilfælde opnår både elektrolyseanlægget og elkedlen ca. samme besparelse – på omkring 7-8 MDKK/år – ved at vælge begrænset netadgang. (Med volumentariffen fik de hhv. godt 11 og knap 1 MDKK/år i besparelse.) Dette skyldes igen, at reduktionen nu primært ligger på kapacitetsbetalingen, og da anlæggene er antaget at have samme størrelse på 100 MW, får de derfor præcis samme besparelse på kapacitetsbetalingen. Elkedlerne får – i denne samlede case – samtidig en fordel af, at systemtariffen – som fortsat antages at blive opkrævet som en volumentarif – pga. det store ekstra forbrug fra elektrolyseanlæggene bliver fordelt ud over mange flere MWh.

*Dette er den samme observation som i afsnit 9.2.5 ift. evalueringen af begrænset netadgang og prissætningen af det. Det viser igen nemlig, at en kunde med få fuldlasttimer – med den nuværende kWh-baserede tarifiering – faktisk ikke får et ret stort økonomisk incitament til at vælge afbrydelighed. Det viser igen, at indførelse af en kapacitetsbetaling – og med tariffreduktionen for begrænset netadgang lagt på kapacitetsbetalingen – er mere omkostningsægte, fordi store kunder derved netop betaler for den kapacitet, som de selv ønsker at have til rådighed.*

### 9.3.5 Afbrudstimer og tariffreduktion – med kapacitetsbetaling

Den tarif-ændring ift. den nuværende volumentarif, som en ny kunde med et 100 MW anlæg vil få, hvis forbrugsanlægget nettilsluttes med begrænset netadgang, blev opgjort i afsnit 6.2.3. Figur 19 i afsnit 6.2.3 viser den resulterende tarifændring under hensyntagen til den virkning, som de nye kunders egne kapacitetskrav og egne forbrug vil have på tariffen. Da det var ændringen, der blev opgjort, og da tariffen faldt, var der dermed tale om negative tal.

Lige som i afsnit 6.2.5 ses der i dette afsnit på den gennemsnitlige *reduktion* af tariffen, som kunden vil få, og det vurderes ift. den tarif, som kunden ville få med fuld netadgang. Dvs. at det er en reduktion ift. den gennemsnitlige tarif, som kunden ville få under hensyntagen til den virkning, som den nye kundes eget forbrug vil have på tariffen. Da det er tale om en reduktion ift. dette, vil der desuden altid blive tale om positive tal.

Disse tariffreduktioner er gengivet i Tabel 15 herunder. Bemærk også her, at kapacitetsbetalingen er indregnet i disse **gennemsnitlige** ændringer. Det er årsagen til, at reduktionerne bliver meget markant for elkedler pga. deres få fuldlasttimer.

Tabel 15 viser også:

- det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- den tariffreduktion, som en elkedel-kunde, hhv. en elektrolyse-kunde, vil få set ift. det gennemsnitligt antal forventede timer med begrænsninger pr. år i de forskellige områdetyper,
- samt den gennemsnitligt forventede mængde af ikke-leveret energi for hver af de to kundetyper i de forskellige områdetyper.

Tabel 15 Tarifreduktion, begrænsninger og ikke-leveret energi pr. 100 MW-forbrugsanlæg - med kapacitetsbetaling

	Gnmsntlg tarifreduktion ift. normaltarif	Gnmsntlg begrænsninger	Tarifreduktion vs. begrænsningstimer	Gnmsntlg ikke-leveret energi
	(DKK/MWh)	(h/år)	(DKK/MW /(h/år))	(MWh/år)
<b>Elkedel</b>				
Overskudsområde	260,51	0	N/A	0,00
Neutralt område	260,51	0,2	1302,54	0,61
Forbrugsområde	260,51	192	1,36	587,4
<b>Elektrolyseanlæg</b>				
Overskudsområde	15,75	0	N/A	0,00
Neutralt område	15,75	0,2	78,74	11,42
Forbrugsområde	15,75	192	0,08	10.959

Beregningerne her er gennemført under præcis de samme antagelser som anført i afsnit 6.2.5, og de gentages derfor ikke her.

Da der ikke er forskelle i de tekniske antagelser, viser kolonne 5 igen, at elektrolyseanlæg har ca. 20 gange så stort en mængde ikke-leveret energi, og af de samme årsager som beskrevet i afsnit 5.2.5.

Det ses også:

- at elkedler får en meget større gennemsnitlig tarifreduktion end elektrolyseanlæg i alle områdetyper samt at reduktionen for én anlægstype er ca. det samme uanset områdetype (kolonne 2),
- og at tarifreduktionen pr. begrænsningstime for hver af de to anlægstyper er lavere i forbrugsområder end i øvrige områdetyper (kolonne 4).

Det første er også her en direkte konsekvens af den store forskel i driftstimer. Da reduktionen ligger på kapacitetsbetalingen, er tarifreduktionen – i absolutte tal – dog ca. den samme for de to anlægstyper. Reduktionen fordeles blot ud over et meget forskelligt energiforbrug.

Det sidste afspejler, at der er forskellig afbrudsrisiko i de forskellige områdetyper, og da der samtidig ikke er differentieret geografisk, hverken for den normale tarif eller for den reducerede tarif, bliver tarifreduktionen pr. begrænsningstime derfor forskellig.  
mv.

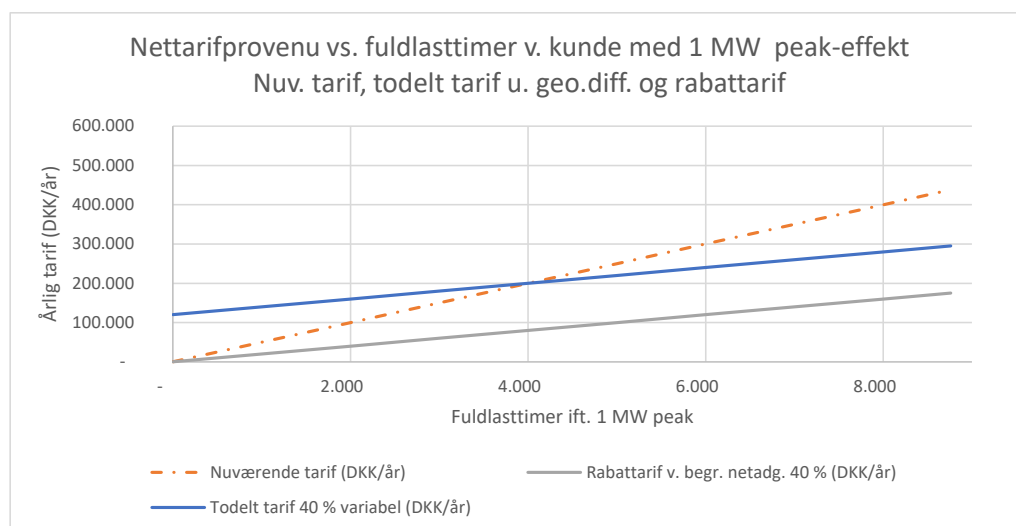
### 9.3.6 Udnyttelsesgrad af transmissionssystem

Analysen er baseret på faste antagelser om mængde og forbrugsmønster for de nye anlæg. Dvs. at der bevidst er set bort fra den betydning, som rammevilkår vil have på investeringsbeslutninger for nye forbrugsanlæg. En antagelse om en ændret tariferingsmodel giver derfor selvfølgelig ikke anledning til andre tekniske resultater.

Idet de tekniske antagelser om nettilslutning af nyt forbrug, driftsmønstre, tilslutningsvilkår etc. er præcist de samme, uafhængigt af hvilken tariferingsmodel der anvendes, vil udnyttelsesgraden selvfølgelig også blive præcis den samme som beskrevet i afsnit 6.2.6. Der henvises derfor til dette afsnit.

#### 9.4 Begrænset netadgang ifm. todelte nettarif med kapacitetsbetaling – med og uden geografisk differentiering

Hvis der i stedet ses på en fremtidig tarifiering, hvor den nuværende rene volumentarifering er erstattet af en todelte tarifiering med en andel af kapacitetsbetaling, så skal der først ses på, hvordan overgangen fra volumentarif til todelte tarif foretages. Derefter kan der så ses på, hvordan en geografisk differentiering ifm. en todelte tarifiering vil se ud.



Figur 33 Nuv. tarif, todelte tarif u. geo.diff. og reduceret tarif

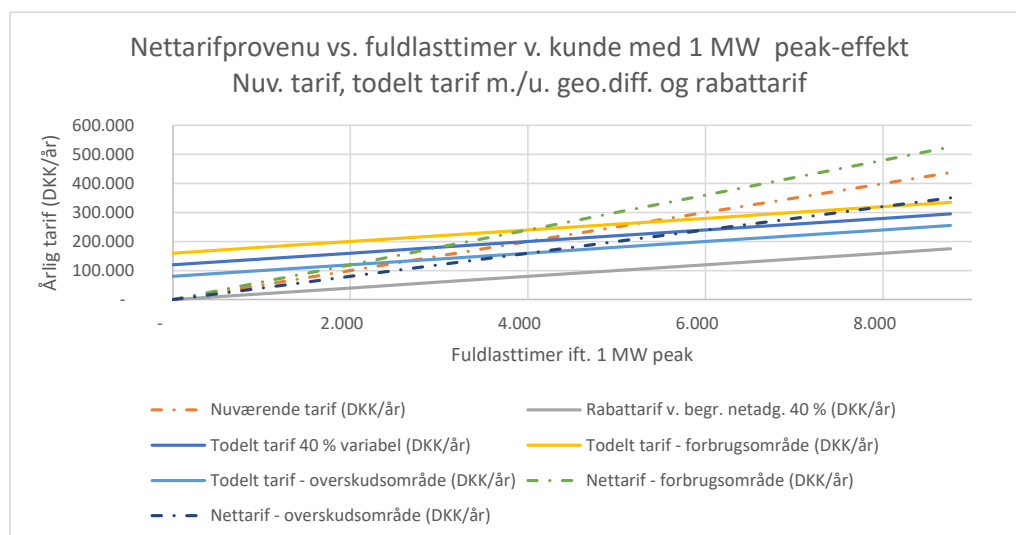
Figur 33 viser, hvordan omkostningerne til nettariffen opdeles i hhv. faste og variable omkostninger. I Figur 21 blev marginalomkostningerne fastlagt, og det udgør udgangspunktet både for tariffen for afbrydelighed og for den todelte tarif.

Idet en tarifomlægning skal være provenu-neutral, vil en gennemsnitskunde betale det samme. Det er – i dette eksempel – antaget, at en gennemsnitskunde har 4.000 fuldlasttimer<sup>2</sup>. Den todelte tarifiering bliver dermed den viste blå kurve, der har samme hældning som kurven for den reducerede tarif, og som krydser den nuværende normaltarif ved de 4.000 fuldlasttimer. Den faste årlige kapacitetsbetaling pr. MW kan derved ses på Y-aksen<sup>3</sup>.

Det bemærkes specielt, at såfremt der indføres en kapacitetsbetaling (uden geografisk differentiering) og såfremt reduktionen for afbrydelighed samtidig lægges på kapacitetsomkostningen, så medfører dette, at en kunde fremover vil blive fritaget for den samme betaling (= få samme reduktion), uanset om kunden har mange eller få fuldlasttimer. Dvs. at indførelse af kapacitetsbetaling for forbrug med fuld netadgang afhjælper problemet med, at fleksible kunder med få fuldlasttimer ikke har et ret stort økonomisk incitament til at vælge afbrydelighed.

<sup>2</sup> I virkeligheden er det lavere, men illustrationen og eksemplet bliver nemmere at overskue med pæne tal og med et balancepunkt ca. midt på x-aksen.

<sup>3</sup> NB: Da antallet af fuldlasttimer – som nævnt i fodnote **Fejl Bogmærke er ikke defineret.** – er sat for højt, vil den her viste kapacitetsbetaling ligeledes være højere end den vil blive sat til i en fremtidig to-delt tarifiering.



Figur 34 Nuv. tarif, todelt tarif m./u. geo.diff. og reduceret tarif

Figur 34 viser, hvordan en geografisk differentieret, todelt tarif vil se ud. De tilsvarende volumentariffer fra Figur 22 er indsat som stiplede linier, og som det kan ses, ligger skæringerne imellem de tilsvarende volumentariffer og todelte tariffer i alle tilfælde ved de 4.000 fuldlasttimer. De faste årlige kapacitetsbetalinger pr. MW for hhv. forbrugs- og overskuds-områder kan derved ses på Y-aksen.

Hvis der både indføres en todelt tarif med en andel af kapacitetsbetaling og en geografisk differentiering af forbrugs-nettariffen, vil resultatet derfor igen være, at afbrydelige kunder vil få større reduktion i forbrugsområder end de vil i overskudsområder. Forskellen i reduktion kommer i dette tilfælde fra, at kapacitetsbetalingen for fuld netadgang er forskellig, så den større/mindre reduktion opnås ift. en højere/lavere kapacitetsbetaling for fuld netadgang. Selve tariffen for afbrydelighed vil derimod være den samme – og igen præcis den samme som med den foreslåede model.