



Elnettet – investeringer og regulering

Elektrificering af Danmark

Den grønne omstilling indebærer bl.a., at elektricitet anvendes til mange flere formål end i dag. Det er nødvendigt for at nå målet om en reduktion af drivhusgasudledningen på 70 pct. (i forhold til 1990) i 2030.

Energistyrelsen skønner, at elektrificeringen af det danske samfund næsten vil fordoble nettoelforbruget frem mod 2040 (se figuren til højre). Til sammenligning var nettoelforbruget stort set konstant fra 2000 til 2018 med et niveau på omkring 32.000 GWh.

Stigningen i efterspørgslen skal mødes af ny grøn elproduktion. Nye havvindmølleparker, men også landvind og solceller placeret rundt om i landet forventes at være de væsentligste elproduktionsteknologier.

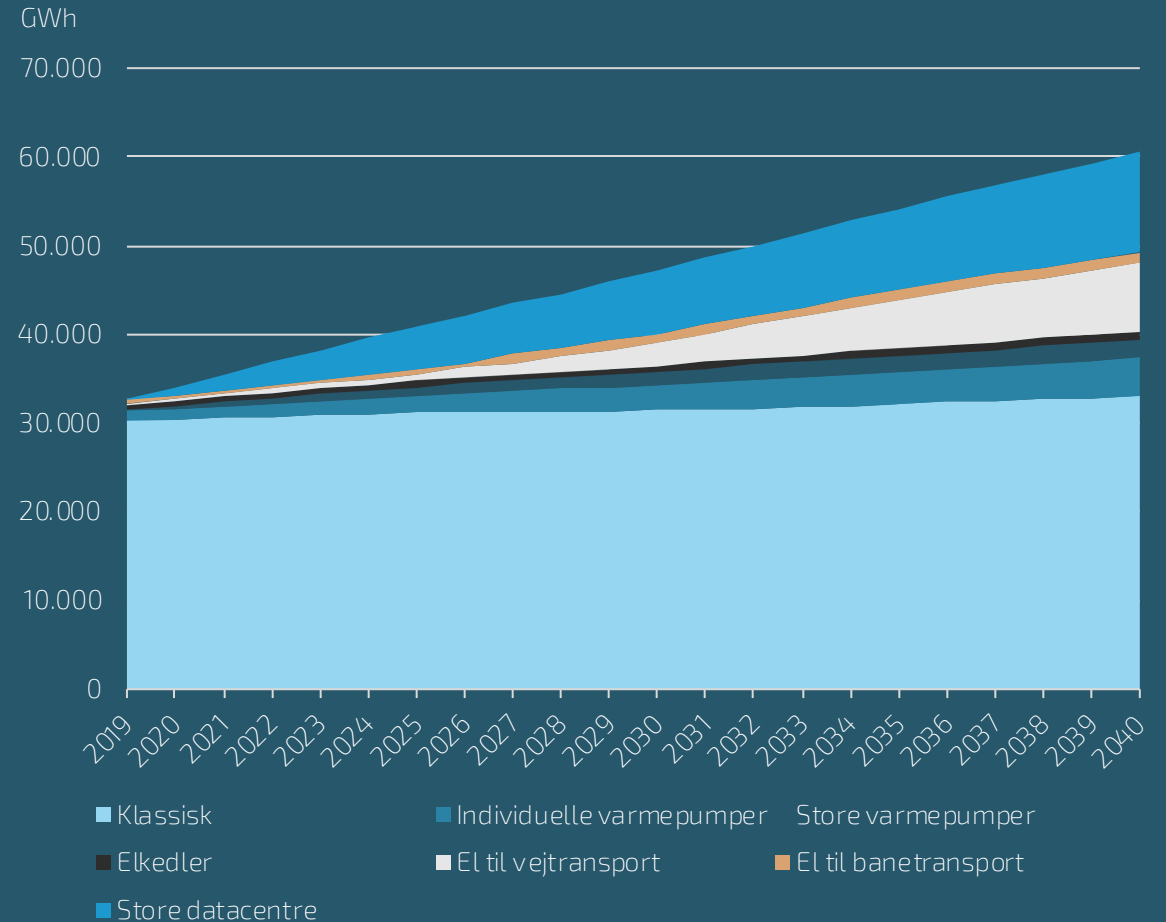
Netselskabernes (DSO'erne) rolle er at sikre, at elektrificeringen sker på den for samfundet bedst mulige måde. Dette grundlæggende ske gennem:

- Øget kapacitet i distributionsnettet (maksimal mulig belastning)
- Højere kapacitetsudnyttelse ved at udnytte fleksibiliteten i elforbruget

Med dette som udgangspunkt er der gennemført to delanalyser:

- Skal DSO'erne øge deres investeringsniveau og i så fald hvor meget
- Giver den økonomiske regulering tilstrækkelig tilskyndelse for DSO'erne til at foretage de rigtige investeringer (både omfang og sammensætning)

Nettoelforbrug forventes næsten fordoblet frem mod 2040



Netselskabernes rolle og muligheder

Elreguleringsudvalget identificerede fem krav til netselskaberne, som den nye økonomiske regulering skulle understøtte.

De første fire krav er "klassiske" i forhold til reguleringen af naturlige monopoler, mens det femte – understøttelse af den grønne omstilling – har en anden karakter. Kravet kan således forstås som om, at sektoren pålægges en bredere samfundsmæssig forpligtelse end den, der knytter sig til at levere en ydelse af høj kvalitet til lavest mulige priser.

Netselskaberne er imidlertid underlagt begrænsninger i forhold til, hvordan de kan opfylde disse krav.

Netselskaberne må alene drive aktiviteter, der er tæt knyttet til det naturlige monopol – dvs. selve elnettene. Aktiviteter, der ikke udgør et naturligt monopol, skal udføres af tredjeparter og konkurrenceudsættes.

Det betyder bl.a., at netselskaberne kan købe ydelser, der skaber fleksibilitet i elforbruget, men ikke selv må eje og drive de anlæg, der muliggør fleksibiliteten (fx ladestandere, varmepumper mv.).

Når merinvesteringsbehovet ved elektrificeringen vurderes, er det derfor ikke nok alene at se på det samlet – det er også væsentligt at se på, hvem der skal fortage investeringerne. Dette er også vigtigt i forhold til vurderingen af den økonomiske regulering.

Overordnede krav til netselskaberne

1. Sikre høj leveringssikkerhed og kvalitet i elnettet
2. Sikre varetagelse af forbrugerhensyn
3. Understøtte konkurrencen på detailmarkedet
4. Sikre omkostningseffektivitet
5. Understøtte den grønne omstilling

Hvad må netselskaberne lave (hovedopgaver)?

1. Sikre vedligeholdelse, drift og om- og udbygning af distributionsnettet
2. Sikre, at der stilles fornøden transportkapacitet til rådighed på lige vilkår
3. Tilslutning af elkunder
4. Lukning og åbning af elleverancer
5. Elmåling – måling af levering og forbrug
6. Bidrag til elsektorens beredskab
7. Realisering af energibesparelser
8. Visse indberetnings- og informationsopgaver
9. Ansvar for indbetaling af elafgifter til staten

Kilde: Elreguleringsudvalget, *En fremtidssikret regulering af elsektoren*, december 2014.

Hvad må netselskaberne ikke lave?

Netselskaber må ikke drive virksomhed, der ikke eksplicit er defineret som omfattet af den bevillingspligtige virksomhed. Fx kan netselskaberne ikke investere i og drive anlæg mv., der vil øge fleksibiliteten i elforbruget, men de har mulighed for at købe fleksibilitetsydelser fra tredjeparter på markedsvilkår.

Grøn omstilling og netselskaber

Den grønne omstilling ændrer som sådant ikke netselskabernes kerneopgave. Som hidtil skal de sikre, at:

- Elforbrugere og elproduktionsanlæg bliver koblet på elnettet
- Kapaciteten er tilstrækkelig til at imødekomme efterspørgslen
- Der er høj leveringskvalitet

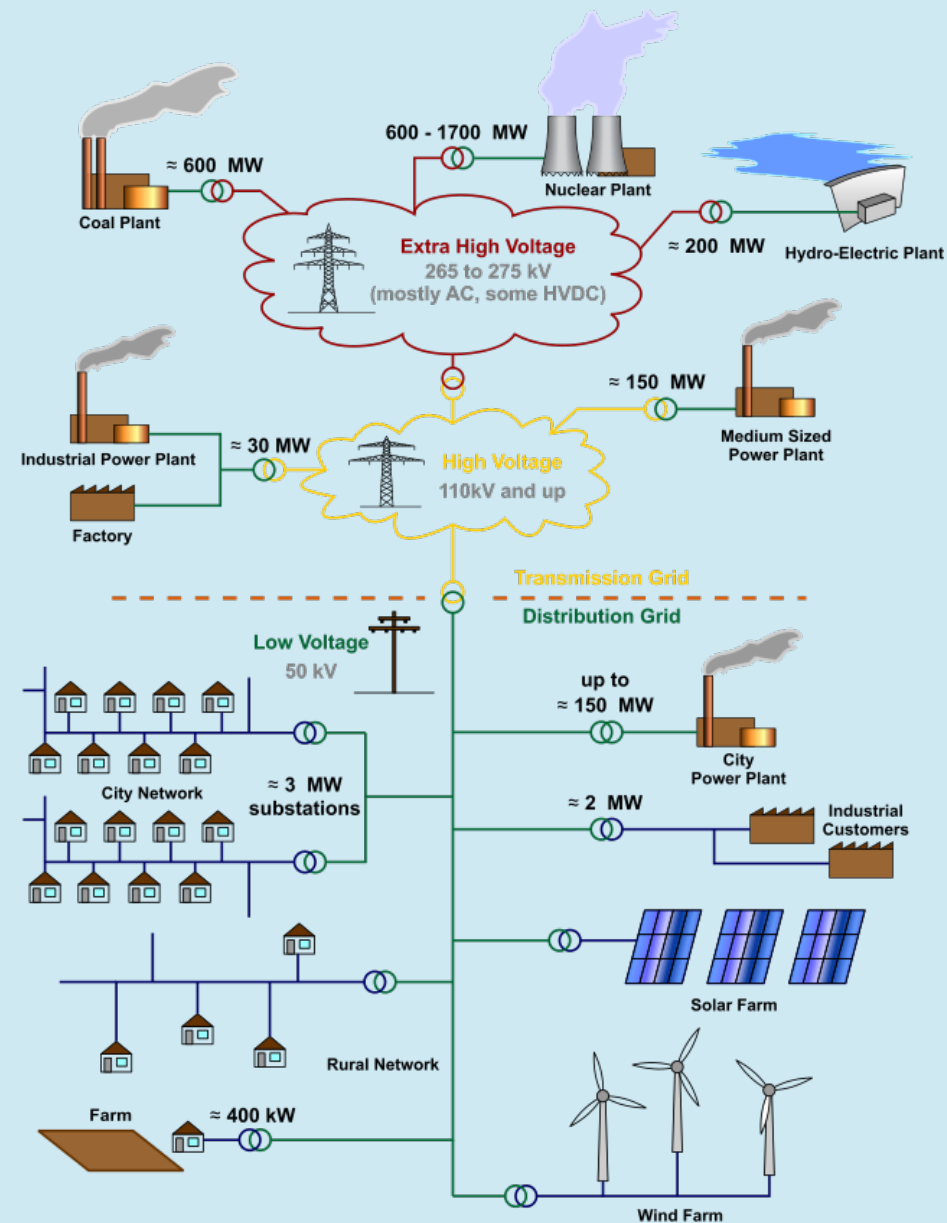
Nettet drives og vedligeholdes omkostningseffektivt, så forbrugerne ikke betaler mere end nødvendigt for at anvende distributionsnettene

Den grønne omstilling betyder imidlertid, at vilkårene, under hvilke kerneopgaven skal løses, vil ændres væsentligt i forhold til de hidtil gældende:

- Elektrificeringen vil som vist betyde en kraftig stigning i elefterspørgslen, der ellers gennem de seneste årtier har været forholdsvis konstant
- Nye typer af elforbrug kan ændre det lokale behov for effekt som følge af teknologisk udvikling (fx hurtige ladestander til elbiler)
- Fremkomsten af prosumers (forbrugere, der også selv producerer el) og nye (lokale) lagringsteknologier kan potentielt skabe større uforudsigelighed i behovet for eleffekt

Selv om kerneopgaven er den samme, betyder disse tendenser, at netselskaberne ikke skal løse den på samme måde, som de hidtil har gjort. Lidt forenklet kan netselskaberne siges at have imødekommet øget elefterspørgsel ved at øge nettenes kapacitet.

Som uddybet på næste slide vil en sådan tilgang til elektrificeringen og de andre kendetegn ved fremtidens elforbrug med stor sikkerhed ikke være omkostningseffektiv.



Betydningen af fleksibilitet

Som illustreret (øverste figur til højre) varierer elforbruget over døgnet, så det topper omkring middagstid og er lavest om natten. Elnettets kapacitet er grundlæggende bestemt af elforbrug på spidsbelastningstidspunktet.

Stiger elforbruget på en måde, hvor døgnprofilen er stort set uændret, stiller det krav om en væsentlig forøgelse af nettets kapacitet (nederste figur).

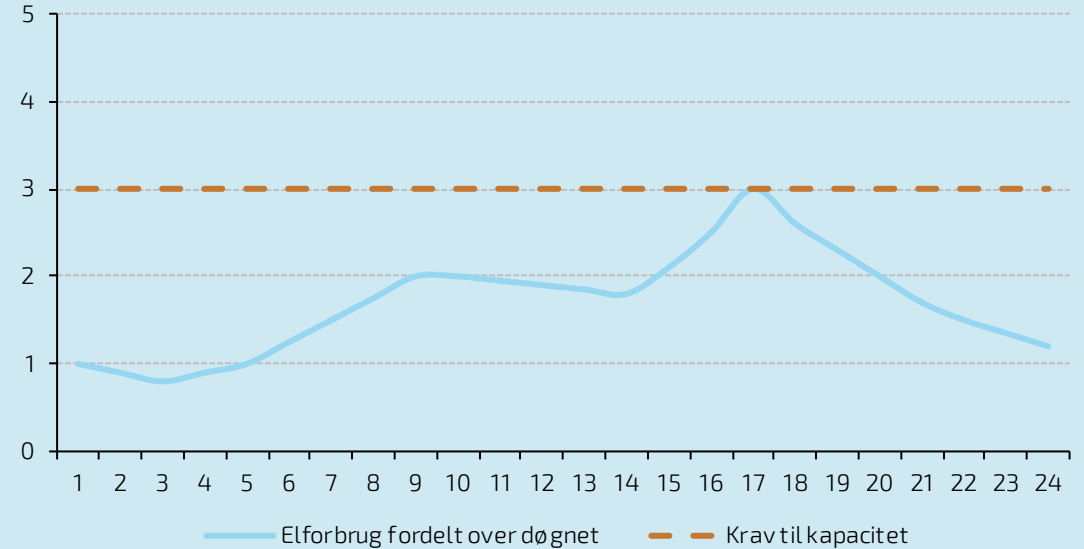
Er det derimod muligt at fordele stigningen i elforbruget, så en større del kommer på tidspunkter, hvor der i dag er ledig kapacitet, reduceres det fremtidige behov for kapacitet. Denne flytning kan samlet ses som et resultat af øget fleksibilitet i elforbruget.

Hvis netselskaberne skal leve op til det grundlæggende mål om (samfundsøkonomisk) omkostningseffektivitet, er det afgørende, at de anvender og proaktivt medvirker til udviklingen af effektive markeder for fleksibilitetsydelser (jf. også næste side).

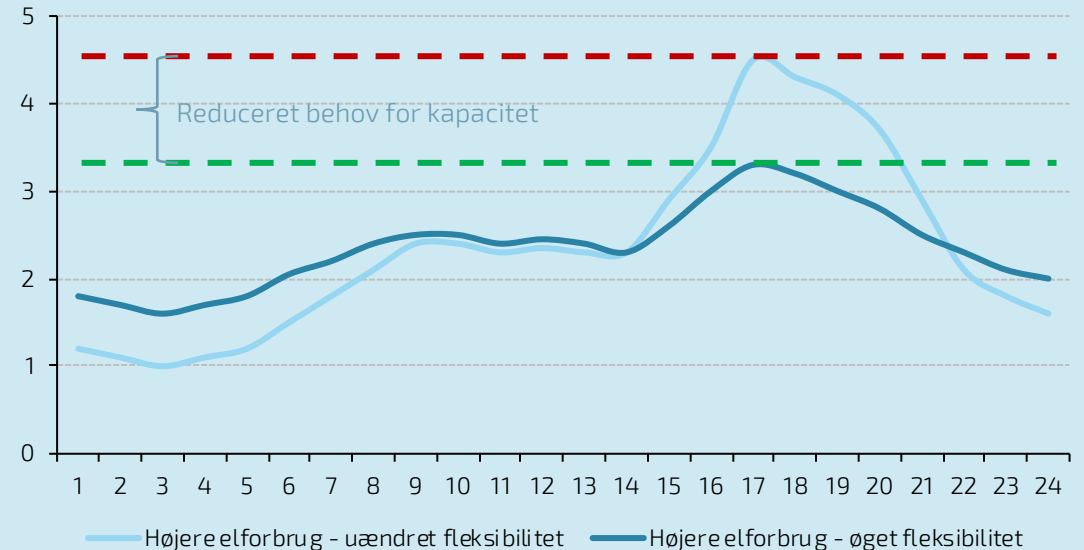
Det vil være netselskabernes væsentligste bidrag til at sikre den grønne omstilling. Kun derved kan de sikre den balance mellem investeringer i kapacitet og anvendelsen af fleksibilitetsydelser, der betyder, at omkostningerne ved det øgede elforbrug bliver så lave som muligt.

Det er ikke muligt *a priori* at afgøre, hvad balancen mellem højere netkapacitet og fleksibilitetsydelser bør være. Og balancen kan ændres over tid – fx kan forøgelse af kapaciteten vise sig at være den billigste løsning, hvis det sker på et tidspunkt, hvor nettet alligevel skal renoveres, hvorfor fleksibilitetsydelser primært anvendes indtil dette tidspunkt. Udviklingen i de relative priser vil vise, hvad der er bedst, men de vil kun være kendte, hvis markedet for fleksibilitetsydelser bliver velfungerende.

Tidsprofil for elforbrug i dag



Tidsprofil for elforbrug "i morgen" – med/uden fleksibilitet



Netselskaber og fleksibilitetsmarkedet

Som beskrevet ovenfor kan netselskaberne ikke selv engagere sig i selve "produktionen" af fleksibilitet, men skal indkøbe disse ydelser fra tredjepart. Disse tredjeparter kan fx være store elforbrugere eller markedsaktører (aggregatorer), der handler på vegne af et større antal elforbrugere i forhold til at tilbyde fleksibilitet i deres elforbrug. Disse markedsaktører kan fx være elhandelsselskaber, der handler på vegne af deres kunder, eller selskaber, der ikke i dag er til stede i elsektoren, men udvikler forretningsmodeller i forhold til at tilbyde visse typer af fleksibilitet i anvendelsen af elnettet.

Fleksibilitet i elforbruget kan fx fremkomme gennem aftaler, der forpligter:

- Elkunderne til kun at belaste elnettet om natten (fx brug af store varmepumper, opladning af en flåde af elbiler, kunder med nye typer af lagringskapacitet)
- Elkunderne til at lade deres elforbrug afbryde med kort varsel, hvis der opstår risiko for overbelastning af nettet
- Andre former for fleksibilitet

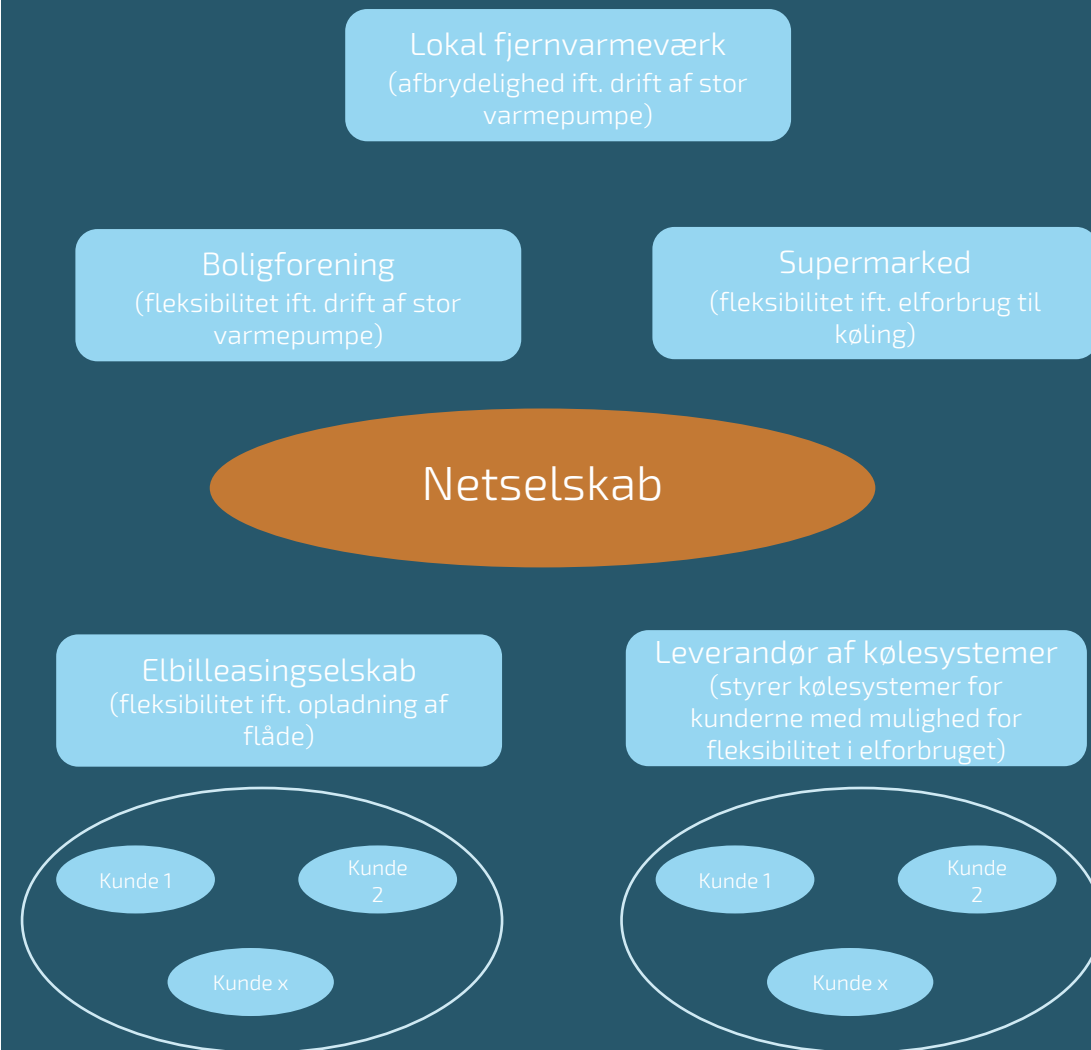
Markedet for disse typer af fleksibilitetsydelser er i dag ikke modent, og der påhviler netselskaberne en væsentlig opgave i forhold til at udvikle disse: De skal bl.a. bidrage til – i dialog med potentielle leverandører – at definere den ønskede fleksibilitet, herunder:

- Tekniske specifikationer (fx hvornår og under hvilke vilkår kan elforbruget tidsmæssigt placeres)
- Datatilgængelighed (hvordan får aftaleparterne adgang til de data, der er nødvendige for at kunne gennemføre den aftalte styring af elforbruget)
- Betalingsmodeller (hvordan honoreres den fleksibilitet, der stilles til rådighed)
- På brancheniveau kunne det være hensigtsmæssig med en vis standardisering på tværs af netselskaberne, så det bliver lettere at levere samme ydelse til flere netselskaber

Mens det ligger uden for rammerne af nærværende opgave at gå yderligere ned i udviklingen af markedet for fleksibilitetsydelser, taler det forhold, at netselskabernes aktive deltagelse er afgørende, for, at den økonomiske regulering ikke utilsigtet begrænser deres tilskyndelse hertil.

"Markedet" for fleksibilitetsydelser

Der er potentielt mange typer af elforbrugere, der vil kunne byde ind med fleksibilitet i et kommende marked, jf. eksemplerne nedenfor. For de fleste vil det imidlertid ikke være en del af kerneforretningen, hvorfor det i høj grad påhviler netselskaberne – enkeltvis og som branche – gennem dialog med mulige leverandører at udvikle markedet for fleksibilitetsydelser.



Analyse af investeringsbehovet

Drivere af investeringsbehovet

Investeringsbehovet i 2030 afhænger af matchet mellem:

1. den tilgængelige infrastruktur og
2. den fremtidige efterspørgsel.

Den tilgængelige infrastruktur afhænger af den nuværende infrastruktur og de fremtidige investeringer. Den nuværende infrastruktur er kendt. Omfanget og typen af fremtidige investeringer afhænger først og fremmest af efterspørgslen, da øget efterspørgsel afstedkommer et investeringsbehov. Desuden påvirkes de fremtidige investeringer af eksisterende og ny regulering. Den nuværende regulering vil automatisk medføre nye investeringer ved øget efterspørgsel, men yderligere investeringer og/eller andre typer af investeringer kan tilskyndes med ny regulering. Dette behandles nærmere i rapportens reguleringsafsnit.

Den primære usikkerhed om investeringsbehovet knytter sig derfor til den fremtidige efterspørgsel. Denne afhænger af samfundsmæssige trends og den teknologiske udvikling, som afstedkommer en eller flere af følgende tre forhold med betydning for distributionsnettet:

- Generel efterspørgselsforøgelse
- Øget spidsbelastning
- Øget fleksibilitet

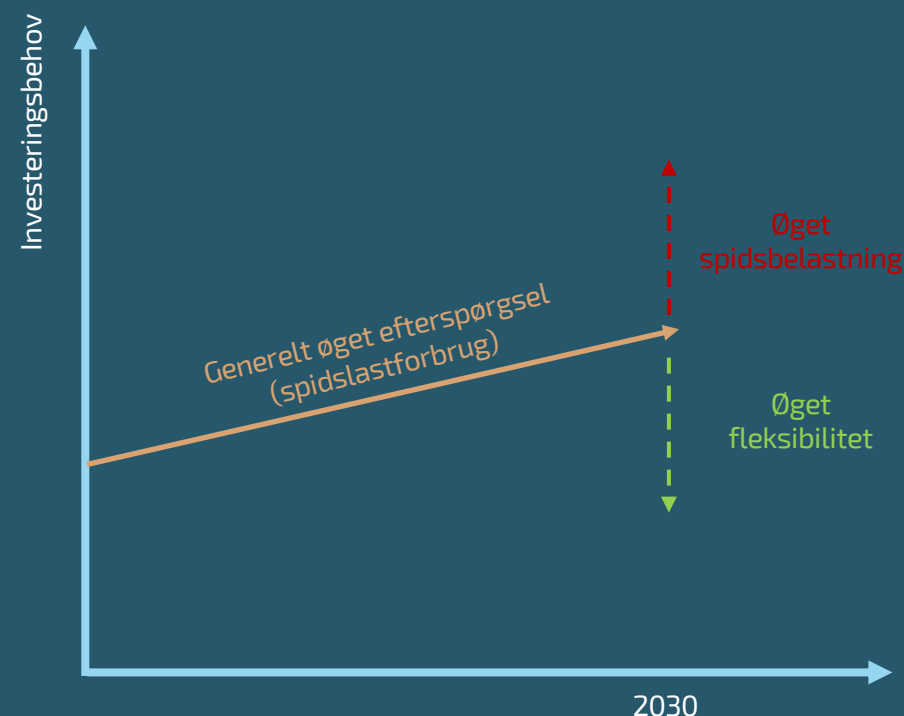
Som illustreret i figuren til højre kræver det yderligere investeringer, hvis udviklingen resulterer i større spidsbelastning, fordi nettet skal være dimensioneret til "worst case" for ikke at sænke leveringskvaliteten.

Omvendt kan fleksibilitetskilder sænke investeringsbehovet, fordi de er i stand til at afhjælpe efterspørgslen i spidsbelastningsperioder.

Spidsbelastning og fleksibilitet driver usikkerheden

Figuren illustrerer sammenhængen mellem øget efterspørgsel og det fremtidige investeringsbehov, samt hvordan investeringsbehovet påvirkes af den nye efterspørgsels egenskaber.

Sammenhængen mellem stigende efterspørgsel og stigende investeringsbehov er en alt-andet-lige-betragtning. I praksis vil teknologiudvikling mv. sikre at nettets kapacitet udvides i forbindelse med almindelig vedligeholdelse af infrastrukturen ("business as usual").



Fremtidsscenarier, der kan have stor betydning for investeringsbehovet

Analyseforudsætningerne, der lægges til grund i Energistyrelsens (Analyseforudsætninger til Energinet 2019) og i Dansk Energis modeller, er bedste bud på kendt teknologisk udrulning i større skala. De bedst kendte er netop de forhold, som eksplicit er behandlet i DE's analyser: Elbiler og varmepumper (kommende analyse).

Det er dog vanskeligt at spå om fremtiden, og en række potentielle trends kan få stor betydning for investeringsbehovet på længere sigt.

Et par mulige scenarier, som ligger uden for behandlingen i kendte modeller og DE's analyser, omfatter:

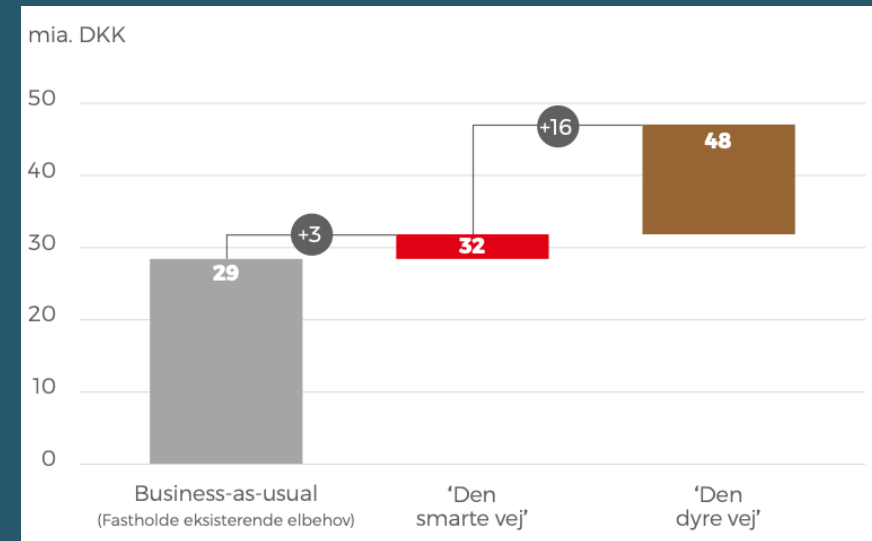
1. **Selv kørende biler.** Det er ikke længere nødvendigt at eje sin egen bil og bilerne oplades centralt uden for spidsbelastningen. Vil mindske behovet for investeringer i DSO-nettet.
2. **Elektrificering af tung transport.** Vil ændre spidsbelastningsmønstret markant og kræve yderligere investeringer i nettet.
3. **Decentral elproduktion (fx solceller og solcelletagsten).** Vil ændre efterspørgselsmønstret og gøre forbrugsmønstret mere dynamisk og komplekst. Umiddelbart vil det mindske det samlede investeringsbehov.
4. **Hjemmebatterier.** Det bliver almindeligt at den enkelte husejer har et eget batteri i hjemmet. Vil øge fleksibiliteten og potentielt kunne levere el tilbage til nettet. Vil mindske det samlede investeringsbehov.

Dansk Energis analyse "Elbilerne kommer" er pt. den mest omfattende analyse af investeringsbehovet i distributionsnettet.

I analysen beregnes investeringsbehovet i tre scenarier:

1. Business-as-usual hvor forbrugsmønstre og -adfærd fastholdes, som de ser ud i dag.
2. Den "smarte vej" hvor målsætningen om en million elbiler indfases, men hvor fleksibiliteten i elbilernes forbrug udnyttes til at udglatte merforbruget for at undgå spidsbelastning.
3. Den "dyre vej" hvor elbilerne indfases, men hvor der ikke er fleksibilitet i elbilernes forbrug.

Samlet investeringsbehov i distributionsnettet ifølge Dansk Energi



Kilde: Dansk Energi (2019)

I næste afsnit vurderes de forudsætninger, som ligger til grund for Dansk Energis beregning af investeringsbehovet i de tre scenarier.

Modellering og data til vurdering af investeringsbehovet

Egentlig modellering af investeringsbehovet kan overordnet organiseres i fire elementer:

1. Antagelser om den fremtidige udvikling. Dvs. fx antallet af elbiler, varmepumper etc. og deres effekt og tidsprofil. På baggrund af disse antagelser beregnes et samlet kapacitetsbehov på landsplan.
2. Geografisk fordeling af det samlede kapacitetsbehov ud på de lokale net. Fordelingen sker efter en nøgle baseret på målerdata og viden om lokalisering af beboelse, industri og sommerhusområder.
3. De lokale kapacitetsbehov holdes op mod den eksisterende lokale netinfrastruktur (inkl. planlagte investeringer) – dog kun på typeniveau, dvs. en gennemsnitsbetragtning af kapaciteten i typen af net i området, men ikke den faktiske lokale infrastruktur. I de tilfælde, hvor de lokale behov overstiger eksisterende infrastruktur, vil der være behov for yderligere investeringer.
4. Med information om forskellen mellem behov og kapacitet identificeres hvilke elementer af nettet, som skal opgraderes. Mængden kan omregnes til kr. og øre med prisinformation.

Dansk Energi er netop i gang med at modellere investeringsbehovet efter denne skabelon. De har anvendt 2,5 FTE på at udvikle modellen. Analyser på baggrund af modellen kommer i 2020.

Dansk Energis "Elnet – Outlook" – Nettekniske analyser

Datakilder



Antagelser



Geografisk fordeling



Netinformation

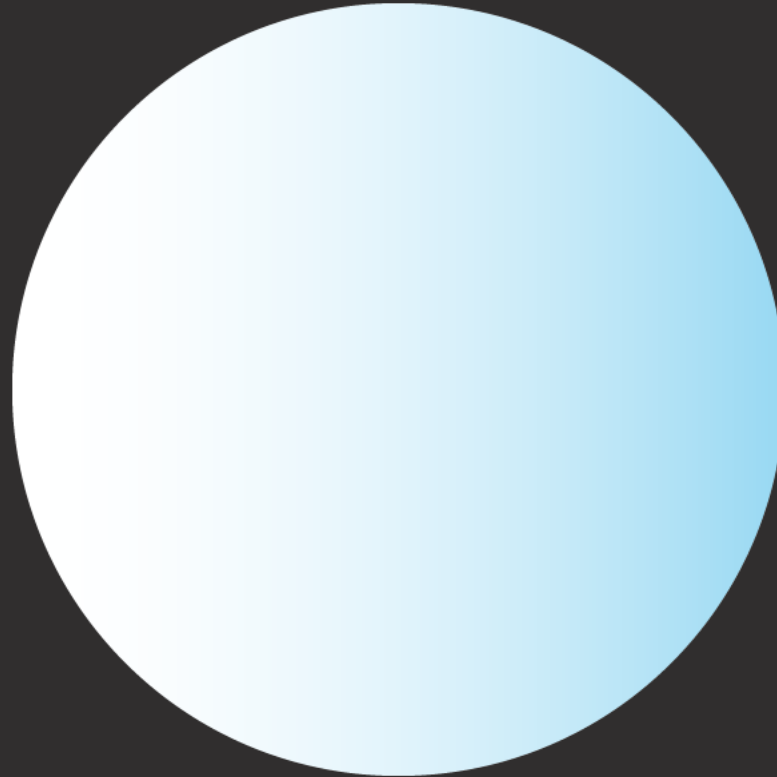


Investeringsbehov

Den geografiske fordeling baseres på forbrugsdata fra målere. Disse data er fuldt tilgængelige for Energistyrelsen via Energinets Datahub og Danmarks Statistik.

De enkelte netselskaber ligger inde med information om egne net. Dette er samlet på tværs af selskaber af Danske Energi. Der er i dag ingen mulighed for at få adgang til datamaterialet udover indsigt gennem DE's analyser.

Elbiler



Opsummerende vurdering af elbilsanalysen

På de følgende sider diskuteres og vurderes de vigtigste forudsætninger, der ligger til grund for resultaterne i DE's elbilsanalyse. Hver forudsætning er vurderet dels på, hvor stor påvirkning en ændring i forudsætningerne kan forventes at have på beregningerne, dels på hvor stor usikkerhed der er om de enkelte forudsætninger. Forudsætninger med høj påvirkning vil kunne ændre væsentligt på det forventede investeringsniveau, mens forudsætninger med høj usikkerhed har stor sandsynlighed for at resultere i enten et større eller mindre investeringsbehov.

Forudsætning	DTU-skøn	
	Påvirkning	Usikkerhed
1. Elbilsbestand	Høj	Høj
2. Ladeeffekt (kW)	Høj	Lav
3. Batteristørrelser (kWh)	Mellem	Lav
4. Ladestyring	Meget høj	Meget høj
5. Ladefrekvens	Høj	Høj
6. Ladesamtidighed (%)	Meget høj	Høj
7. Belastningsprofiler (Baseload)	Høj	Mellem

1 Bestand

Problemstilling

Den fremtidige elbilsbestand (antallet af elbiler) afgør i høj grad hvor stor belastning af distributionsnettet, elbilerne vil medføre.

I en analyse skal det vurderes, for en given tidshorisont, hvor mange husstande som har udskiftet den traditionelle bil med en elbil eller plug-in hybridbil.

Konklusion

DE-rapporten baserer sig på rimelige forudsætninger, da den tager udgangspunkt i politiske målsætninger fremført af den tidligere regering.

Det skal dog samtidig bemærkes, at der naturligt vil være en relativt stor usikkerhed om denne forudsætning. Det nye 70%-mål for reduktion af drivhusgasser i 2030 kan betyde, at Danmark skal reducere sin flåde af fossilbiler hurtigere end tidligere forventet. Det skyldes at målsætningen inkluderer et mål om forbud mod salg af fossilbiler i 2030 og hybridbiler i 2035.

Påvirkning af investeringsbehov

Høj

Usikkerhed

Høj

DE-rapporten

Rimelig

Antagelser, diskussion og vurdering

På landsplan forventes:

- 1 mio. elbiler i 2030, svarende til 22 pct. af bilflåden.
- 3,2 mio. elbiler i 2050, svarende til 100 pct. af bilflåden.

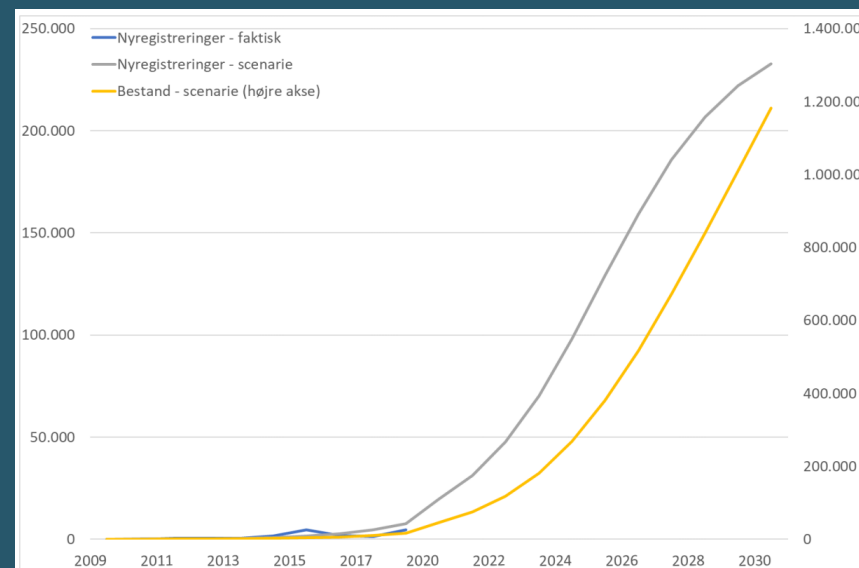
Disse fordeles i analysen geografisk som:

- Villaområder: 1,2 bil per husstand
- Byområder: 0,5 bil per husstand

Der er naturligvis en del usikkerhed om denne udvikling – som i stor udstrækning kan afhænge af politiske rammeforhold og teknologisk udvikling.

Da tallene stemmer overens med tidligere udtrykte politiske målsætninger, er det et rimeligt grundlag at basere beregningerne på.

Til sammenligning har DTU sammen med DEA taget udgangspunkt i de samme forventninger (figur nedenfor).



Kilde: Bilstatistik.dk og egne beregninger

Kilde: Dansk Elbil Alliance

2-3 Effekt og batteristørrelser

Problemstilling

Batteristørrelse (kWh) og ladeeffekt (kW) påvirker begge elbilers belastning af nettet.

kWh (energi som batteriet kan indeholde) bestemmer hvor langt bilerne kører mellem opladning (opladningsfrekvens), og hvor stort ladebehovet bliver per opladning.

kW (ladeeffekt understøttet) afgør hvor stor belastning den enkelte bil vil påføre nettet under opladning.

Konklusion

Den anvendte ladeeffekt (11 kW) svarer godt til DTU's og branchens forventninger. Batteristørrelser er ikke angivet i DE-rapporten men er muligvis medtaget i analysens forventning til samtidighed.

Påvirkning af investeringsbehov

Høj

Usikkerhed

Lav

DE-rapporten

Rimelig






Antagelser, diskussion og vurdering




Ladeeffekten forudsættes i DE analysen at være (2030):

- 11 kW (EV),
- 3,7 kW (PHEV)

11 kW svarer til, hvad mange danskere med eget hus vil kunne tilgå uden væsentlige omkostninger til kapacitetsforøgninger. Dvs. 16 A, tre-faset AC opladning

DTU's analyse i samarbejde med Dansk Elbil Alliance og med input fra elbilbranchen (Bilfabrikanter, energiselskaber etc.) vises nedenfor:

Ladelokationer	Destinationsopladning			Ladedestinationer	
	Hjemme 	Arbejde 	Andet 	Vejkant 	Stationer 
2020	2.3-11 kW	11-22 kW	11-50 kW	11-22 kW	50-150 kW
2025	11 kW	11-22 kW	11-50 kW	11-22 kW	50-150 kW
2030	11 kW	11-22 kW	11-50 kW	11-20 kW	50-350 kW

Biltype (Euro car segment)	År	Kapacitet (kWh)	Energiforbrug (Wh/km)	Rækkevide (km)	Maks. Køredage mellem opladning- 45.5 km/day (days)
Lille (A+B) Ex: Renault Zoe 	2020	40	150	266	5
	2025	50		333	7
	2030	60		400	8
Mellem (C) Ex: Nissan Leaf 	2020	50	175	285	6
	2025	70		400	8
	2030	80		457	10
Stor (D,E,F) Ex: Tesla Model X 	2020	80	200	400	8
	2025	90		450	9
	2030	100		500	10

4 Ladestyring

Problemstilling

Den største og vigtigste antagelse omhandler adgang til, og brug af, ladestyring. Dette er den største forskel mellem den "dyre" og "smarte" vej i DE's analyse.

Det første spørgsmål er, om ladestandere vil kunne fjernstyres, og om det dermed er muligt at påvirke elbilers forbrug. Det næste spørgsmål er gennem hvem, og med hvilket formål, den styring vil finde sted.

En uhensigtsmæssig ladestyring vil forøge ladesamtidighed og belastning af elnettet betydeligt – også sammenlignet med scenarier hvor ladestyring slet ikke benyttes.

Konklusion

DE's forudsætning om at ladestyring kan anvendes til udjævning af forbrug er ikke urimelig – men stadig omgivet af meget stor usikkerhed. Særligt er det usikkert, fordi forbruget ikke bare skal flyttes men også spredes jævnt ud i det omfang, som formodes i "den smarte vej". Det vil kræve et større arbejde for at sikre, at denne mulighed for fleksibilitet faktisk reducerer behovet for investeringer yderligere netkapacitet.

Påvirkning af investeringsbehov

Meget høj

Usikkerhed

Meget høj

DE-rapporten

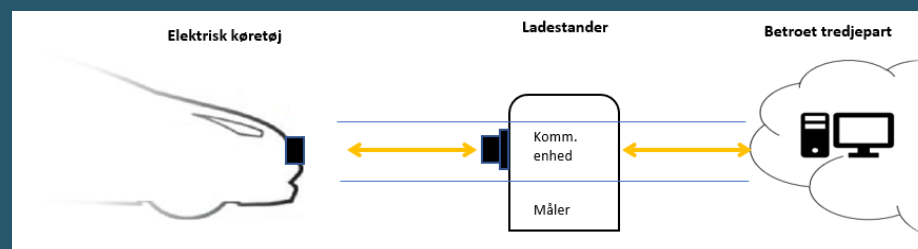
Rimelig

Antagelser, diskussion og vurdering

Dansk Energis analyse – Den smarte vej – forudsætter at 85 pct. af opladningen af elbiler i lavspændingsnettet kan flyttes ud af kogespidsen.

Det kræver både smarte/styrbare ladestandere og mekanismer, som sikrer, at styrbarheden kan bruges til at reducere belastningen af distributionsnettet. I den forbindelse er det værd at bemærke, at distributionsselskaberne ikke selv må eje ladestanderne.

I Storbritannien vil man næste år gennemføre en lov (The Electric Vehicles (Smart Charge Points) Regulations 2020), som kræver, at alle ladestandere gøres "intelligente" – både offentlige og private. Der findes pt. ingen danske krav til ladestandere ift. fjernstyring.



Kilde: DTU

To eksempler på mekanismer, som kan bruges for at nyttiggøre ladefleksibilitet, er:

- Nye tarifstrukturer (høje priser i kogespidsen)
- Flexibilitetsmarkeder (netselskaber køber fleksibilitet fra fx aggregatorer)

Mens nye forbrugstariffer, baseret på kapacitet, er en forholdsvis simpel og let anvendelig mekanisme, kan de næppe stå alene som en rent markedsbaseret løsning. De må formentlig suppleres med egentlige aftaler mellem netselskaberne og leverandørerne af de fleksibilitetsydelser, der kan sikre en hensigtsmæssig udjævning af forbruget fra elbiler.

Flexibilitetsmarkeder kan give bedre muligheder for at udjævne forbrug – men vil tage en del tid at udvikle – og der er en stor risiko for, at sådanne produkter ikke er klar før behovet bliver aktuelt.

5-6 Ladefrekvens og samtidighed

Problemstilling

Elbilers belastning af elnettet afgøres i altoverskyggende grad af, hvor stort et sammenfald der vil være i, hvornår elbilerne vil lade – den såkaldte samtidighed.

Ladefrekvensen beskriver, hvor ofte elbilsejere vil oplade deres elbiler (fx opladninger per uge) – det afgøres blandt andet af batteristørrelser og personlige præferencer. Ladefrekvens og samtidighed er tæt forbundne. Sidstnævnte påvirkes dog også af ladeeffekt (hvor lang tid skal bilerne lade, før de er færdige) og forskelligheder i danskernes køremønstre.

Konklusion

DE har tilsendt os en række informationer om ladefrekvens og samtidighed, da disse ikke fremgår direkte af rapporten. Mens ladefrekvensen lader til at være rimelig, er der en risiko for at analysen overvurdere samtidigheden. Det har relativt stor betydning for analysens resultater, da det særligt påvirker spidsbelastningen.

Påvirkning af investeringsbehov

Meget høj

Usikkerhed

Høj

DE-rapporten

Ikke rimelig

DAMVAD ANALYTICS

MUUS
MANN



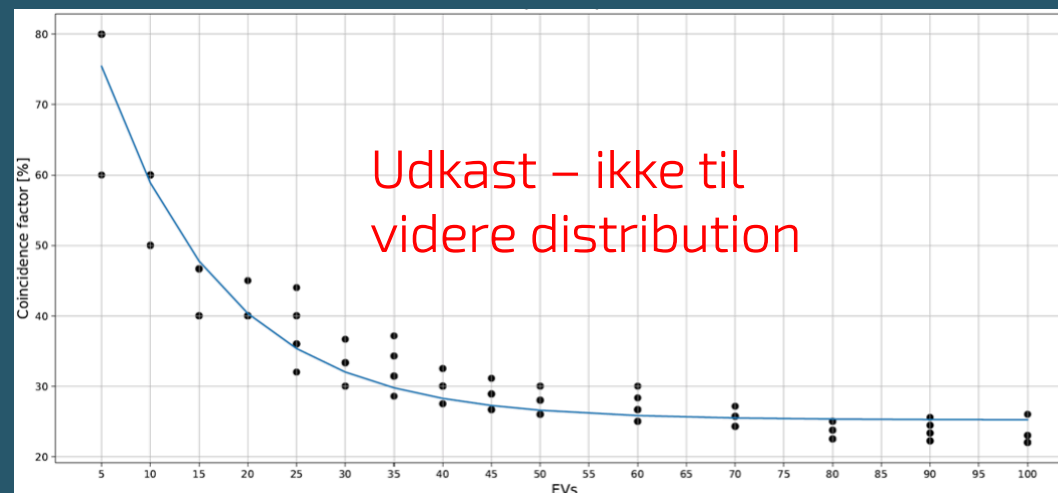
Antagelser, diskussion og vurdering

DE's analyse anvender forskellige antagelser vedr. ladefrekvens og samtidighed. Særligt ligger samtidigheden på 60 pct. eller derover afhængig af antallet af elbiler i et område.

Ny forskning baseret på større batterier (60kWh+) og indsamlet data fra elbilsejere viser, at samtidigheden for elbilsopladning kan være lavere end tidligere antaget. Dermed reduceres belastningen i spidsbelastningsperioder, og investeringsbehovet reduceres også.

DTU har i samarbejde med DE påbegyndt en analyse i forbindelse med et studieprojekt. På figuren ses den maksimale samtidighed som funktion af et bestemt antal elbiler. For en bestand på 50 elbiler vil maksimalt 26 % oplade på samme tid ifølge figuren. Det er væsentligt lavere end DE's antagelser.

Det er dog vigtigt at undersøge denne samtidighed nærmere – og særligt se på den samtidighed, som kan fremkomme af styret opladning (se antagelse 5).



Kilde: Jacob Bollerslev, 2019,

7 Belastningsprofiler (Baseload)

Problemstilling

Det er også vigtigt at overveje hvilken eksisterende forbrugsprofil, som forbruget fra elbiler bliver lagt oven på.

Det skyldes, at den maksimale belastning i "den dyre vej" er summen af elbilernes forbrug oven på kogespidsen.

Konklusion

Anvendelsen af forbrugsprofiler for hhv. parcelhuse og lejligheder uden elvarme virker overordnet rimelig – også selv om de nøjagtige profiler ikke vises. Man kan sige, at der i fremtidige analyser bør tages hensyn til påvirkningen af fx varmepumper og solpaneler, da disse teknologier for nogle forbrugere vil blive mere fremherskende. Det forventes dog ikke at ændre studiets resulater radikalt.

Der er i dag ingen videre usikkerhed om profilerne. Den primære usikkerhed knytter sig til evt. fremtidig fleksibilitet af husstandsforbrug.

Påvirkning af investeringsbehov

Høj

Usikkerhed

Mellem

DE-rapporten

Rimelig

DAMVAD ANALYTICS

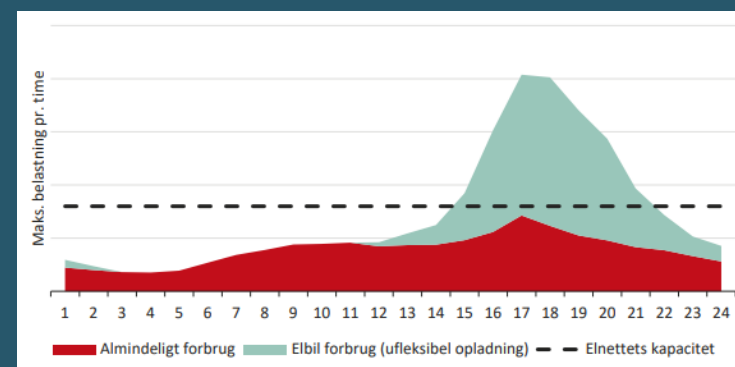
MUUS
mann



Antagelser, diskussion og vurdering

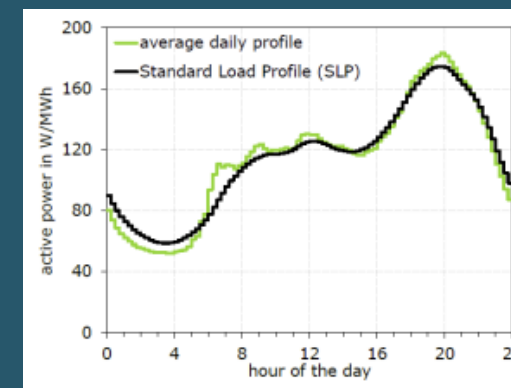
I DE's analyse baserer byscenarierne sig på forbrugsprofiler for lejligheder uden elvarme og villavejsscenerier på parcelhuse uden elvarme.

For "den dyre vej" topper elbilsforbrug og forbrugsprofilen inden for samme periode som vist i DE-rapportens illustration gengivet her:



Kilde: Dansk Energi

DTU har tidligere anvendt en tysk udviklet Standard Load Profile (SLP) skaleret til et typisk dansk hustandsforbrug (figur nedenfor). Vi vurderer dog ikke, at ændringer i den anvendte forbrugsprofil vil ændre meget i det samlede resultat.

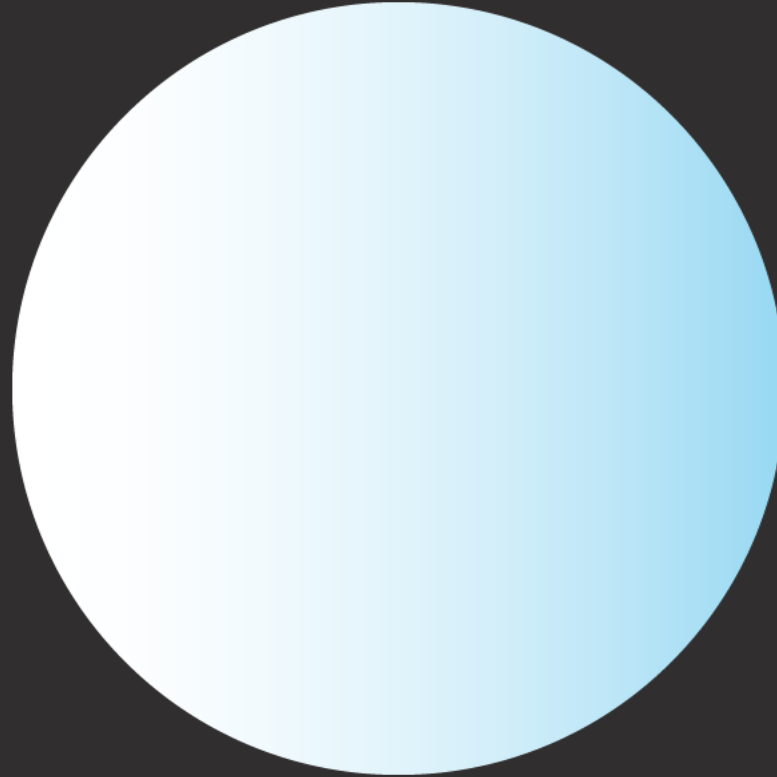


Kilde: T. Tjaden et al.

Referencer

- "Elbilerne kommer - Gør elnettet klart til elbilerne", Dansk Energi, 2019
- "Er elnettet klar til elbilerne? Analyse af effekt- og investeringsbehov i eldistributionsnettet", Dansk Energi, 2019
- L. Calearo, A. Thingvad, K. Suzuki, M. Marinelli, "Grid Loading due to EV Charging Profiles Based on Pseudo-Real Driving Pattern and User Behaviour," Transportation Electrification, IEEE Transactions on, vol. 5, Sep 2019. 10.1109/TTE.2019.2921854
- T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Representative electrical load profiles of residential buildings in germany with a temporal resolution of one second," 12 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.3713.1606
- Gonzalez Venegas, Felipe & Petit, Marc & Perez, Yannick. (2019). "Impact of Non-Systematic Electric Vehicle Charging Behaviour on a Distribution Substation." 10.1109/ISGTEurope.2019.8905710

Varmepumper



Opsummerende vurdering af varmepumper

På de følgende sider diskuteres og vurderes de vigtigste forudsætninger til brug for en analyse af investeringsbehovet frem mod 2030 som følge af varmepumper. DE's kommende analyse omfatter varmepumper, foruden elbiler, men de tilgængelige detaljer er begrænset. Hver forudsætning er vurderet dels på, hvor stor påvirkning en ændring i forudsætningerne kan forventes at have på beregningerne, dels på hvor stor usikkerhed der er om de enkelte forudsætninger. Forudsætninger med høj påvirkning vil kunne ændre væsentligt på det forventede investeringsniveau, mens forudsætninger med høj usikkerhed har stor sandsynlighed for at resultere i enten et større eller mindre investeringsbehov.

Forudsætning	DTU-skøn	
	Påvirkning	Usikkerhed
1. Varmebehovet i DK	Høj	Mellem
2. Varmepumpers brug og funktion	Høj	Mellem
3. Airconditionering	Lav	Høj
4. Nye elementer	Ukendt	Høj

1 Varmebehovet i Danmark

Problemstilling

Det fremtidige danske varmebehov er bestemmende for i hvilket omfang, det er relevant at elektrificere varmforsyningen med varmepumper.

Der er forsøgt angivet et estimat på, hvor meget af det nuværende varmebehov der potentielt kunne dækkes ved varmepumper installeret i DSO-nettet. Estimatet er baseret på totalt årligt varmekonsum, nuværende fjernvarmeudbygning vs. opvarmning fra andre kilder, nuværende klimaforhold, typer af varmepumper, SCOP og bolig opvarmning vs. brugsvand.

Konklusion

Betydende impact på DSO-nettet grundet stort varmebehov kan primært knyttes til kolde vinterdage.

En fuld elektrificering af det danske varmebehov med varmepumper vil øge elforbruget med 6-10TWh på årsbasis, og ca. det halve i DSO-nettet (3-5TWh). Det forøgede elforbrug i DSO-nettet bliver mellem 20-30%, idet der ikke skelnes mellem større boligblokke og enkeltstående huse eller mellem land og by. I det værste scenarie forøges elforbruget op til 50% (7,5TWh).

Påvirkning af
investeringsbehov

HØJ

Usikkerhed

Mellem

DE-analyse
(forventet)

?

Antagelser, diskussion og vurdering

DE's kommende analyse antager:

- Årligt elforbrug – 30TWh, & varmekonsum – 30TWh, eksklusiv transport [4].
- Årlig varmebehov antages at være det samme nu og i 2030 altså uændret.
- Varmekonsum i industri er forholdsvis småt (1TWh negligeres tilsyneladende).
- Varmebehovet antages 100% elektrificeret med varmepumper.

I analysen antages at ca. halvdelen af varmekonsumet kan elektrificeres ved individuelle eller små varmepumper, dvs. realiseres i DSO-nettet. Det betyder, at varmepumper ikke er relevante i områder forsynet med fjernvarme. Områder med fjernvarme vil i stedet have store varmepumper, som i stedet tilkøbes mellem- eller højspændingsniveau.

I DE-analysen skelnes ikke mellem by/boligblokke/fjernvarme og heller ikke mellem land/små boligblokke/ individuelle løsninger for hvad angår både el- og varmekonsum.

Der tages ikke hensyn til tekniske detaljer såsom spændingsregulering, effektfaktor, tab, varmepumpetype, styring af varmepumpe (on/off eller kapacitetsreguleret), natsænkning, etc.

Det antages at sæsonvariation (udetemperatur) nogenlunde udjævner forholdet mellem behov for rumopvarmning og varmt brugsvand således, at de to forholder sig ca. 1:1.

2 Varmepumpers brug og funktion

Problemstilling

En række spørgsmål knytter sig til varmepumpernes funktionsmåde. Varmepumper kan i princippet dække hele varmebehovet energimæssigt, men de dækker over variationer over døgnet, årstiden (klima og temperatur), type og antal beboere.

Spidsbelastningen i varmebehovet forekommer normalt om vinteren, i særlige tilfælde ved øget varmtvandsbehov om sommeren, og i ekstremt varme somre kan elforbrug til airconditionering i værste fald eliminere gevinsten ved at introducere varmepumper.

Behov for varmt brugsvand topper omtrent samme tid på døgnet som morgen- og aftenspidsen for elforbruget.

Konklusion

Den primære betydende impact på D50-nettet pga. stort varmebehov kan knyttes til kolde vinterdage. Desuden kan fremtidigt kølebehov i sommerperioden være betydende. Vores nuværende forventning er, at DE's analyse er i tråd med de diskuterede antagelser. DTU's absolut worst case estimat er dog højt – op til to gange DE's estimat. DE's estimat er mere finkornet/detaljeret og betragtes som retvisende.

Påvirkning af investeringsbehov

HØJ

Usikkerhed

Mellem

DE-analyse (forventet)

Rimelig

Antagelser, diskussion og vurdering

DE's analyse afslører i øjeblikket kun få detaljer om de konkrete antagelser, der er gjort i analysen. Deres arbejde centrerer sig fortsat om udbredelsen af elbiler, og varmepumper er ikke modelleret i tilsvarende detaljegråd. Baseret på vores dialog med DE forventer vi, at de anvender en række antagelser, der minder om nedenstående. I det omfang de afviger væsentligt, vil der være grundlag for at stille spørgsmål til antagelserne.

Man opererer med tre forskellige typer varmepumpesystemer; væske/vand, luft/vand og luft/luft. COP* er næsten den samme for alle tre. SCOP** favoriserer væske/vand dernæst luft/vand og endelig luft/luft. Der er dog en del usikkerhed i praksis om de konkrete værdier. SCOP (seasonal coefficient of performance) regnes 3-5, men kan i praksis være så lav som 2 [6].

Det må antages for Danmark at:

- Antallet af installationer af luft/vand øges i Danmark på bekostning af væske/vand.
- Luft/luft er langt billigere end de to vandbaserede anlæg.
- Luft/luft kan typisk vendes, dvs. de kan benyttes til køling (aircondition).
- COP falder med lavere udetemperatur og kan nærme sig 1 på meget kolde dage, hvor det derfor kan give mening at benytte en simpel el-patron.
- Rumvarmebehov mindskes med øget udetemperatur, og nærmer sig nul for udetemperaturer mellem 20-30°C. I ekstrem varme kan der opstå et behov for aircondition/køling af luften, som fx er normal i Californien og sydlasiatiske lande.

Den mest afgørende faktor for varmeforbruget samlet set er udendørstemperaturen. På individuel basis har boligens alder (isoleringsgrad), type, indretning, antal beboer, etc. desuden indflydelse på varmeforbruget. Forholdet mellem energi til varmt brugsvand og rumopvarmning er omtrent 1:1, men det dækker en variation over næsten fra 0-100% af varmebehovet, forsvindende del i kolde vintre, og næsten 100% i varme somre.

Brugsvandsspidsen antages at have en samtidighedsfaktor på 10% (design 25%) [7]. Samtidighedsfaktoren for vinterspidsbelastning må anses for at være høje (1) idet udendørstemperaturer varierer langsomt (timer).

*COP – coefficient of performance – energibærere ude: leveret varmemængde/inde: el-input

**SCOP – seasonal coefficient of performance – sæsonmidlet COP

3 Airconditionering

Problemstilling

Et scenarie med en øget udbredelse af airconditioneringsanlæg fx. pga. et varmere klima kan potentielt forårsage, at spidsbelastningen vil flytte til sommerperioden.

Konklusion

Dermed er der forholdsvis stor usikkerhed knyttet til dette scenarie.

Dansk Energi forventes ikke at forholde sig til denne type scenarier i deres analyse af varmepumper.

Antagelser, diskussion og vurdering

Et scenarie med en øget udbredelse af airconditioneringsanlæg f.eks. pga. varmere klima kan potentielt forårsage, at spidsbelastningen vil flytte til sommerperioden. Dermed er der forholdsvis stor usikkerhed knyttet til dette scenarie.

Under hensyntagen til usikkerhedsmomenter kan scenarier med individuel udbygning på spændingsniveauerne 0,4 og 10kV håndteres ved sædvanlige netfremskrivningsmetoder. Massiv udbygning kan fordre, at effektfaktor, tab, "cold load pick-up" og andre tekniske detaljer skal medtages i overvejelserne.

Ældre bygningsmasse kan ved smart styring til en hvis grad udglatte spidsbelastninger med få timers tidskonstanter. En "kick-back effekt" kan spille en mindre rolle. Men, smart styring kan (lig el-bil casen), hvis den håndteres uhensigtsmæssigt, også forværre situationen.

Varmtvandslager kan medvirke til udglatning af længere tids spidsbelastning, men kan ikke afhjælpe adskillige dages koldt vejr.

Påvirkning af
investeringsbehov

LAV

Usikkerhed

HØJ

DE-analyse
(forventet)

NA

4 Varmepumper – nye elementer

På denne side introduceres en række yderligere potentielle udviklinger med potentiel betydning for varmepumper og deres påvirkning af DSO-nettet. Fælles for disse er, at der er meget stor usikkerhed om udviklingen, og det er derfor også svært at gætte på deres potentielle betydning.

Airconditionering

Airconditionering om sommeren kan forventes som følge af varmere klima, ændrede præferencer fra udenlandske turister mv. Skellet forventes ved komforttemperatur omkring 20-25°C. Lavere priser på el kan speede udviklingen op.

Lavtemperatur-fjernvarme

Udbygning af systemer med lavtemperatur-fjernvarme kan udgøre en komponent, der kobler fjernvarmenettet med DSO-nettet jf. også diskussionen af varmebehovet i Danmark.

Fjernkøling

En mulig udrulning af fjernkøling vil påvirke det generelle elforbrug. Dog forventes denne ikke at koble nævneværdigt til DSO-nettet, ligesom det er tilfældet for konventionel højtemperatur-fjernvarme.

Øget udbredelse af datacentre

Med øget udbredelse af datacentre og evt. tilknytning til fjernvarmenettet kan disse fortrænge, hvad der svarer til $D \times$ varmeeffekt fra varmepumper (hvor fx $D=1/3$ for COP 3).

Dette forventes ganske vist at ske på mellem- og højspændingsniveau, men en sådan sammenkobling kan i det lange løb medvirke til et generelt prisfald på varme (og tilsvarende stigende elpris) og dermed også påvirke elforbruget i DSO-nettet.

Udviklingen er ikke aktuell med det nuværende omfang af datacentre men kan blive det i tilfælde af massiv udbygning af området.

4 Varmepumper – nye elementer (fortsat)

På denne side introduceres en række yderligere potentielle udviklinger med potentiel betydning for varmepumper og deres påvirkning af DSO-nettet. Fælles for disse er, at der er meget stor usikkerhed om udviklingen, og det er derfor også svært at gætte på deres potentielle betydning.

Power Quality

Massiv udbygning med varmepumper fordrer, at power quality og andre tekniske detaljer medtages i overvejelserne på alle spændingsniveauer, herunder også DSO-nettet.

Varmepumper forbindes til el-nettet (og dermed DSO-nettet) alene gennem en såkaldt konverter. Indmaden i konverterne arbejder notorisk med alle mulige forskellige frekvenser, bl. a. DC. Dvs. indmaden i konverter klipper og klistrer el-profilen mange gange i sekundet, så det er ikke givet at man altid får konverteren til at afgive eller aftage en pæn og blød AC-strøm (sinus-kurve ved 50Hz). Man siger at strømmen eller elektriciteten kan indeholde højere harmoniske, elektrisk støj og en forskydning mellem strøm (ampere) og spænding (volt). Dette kaldes "power quality" sammen med en række andre forhold.

Power quality kan øge/forværre impact på el-nettet mht. spidsbelastning og "usynlig" effektafsættelse. Usynlig effektafsættelse refererer til normen hvor man måler 50Hz-komponenten i strømmen, men højere harmoniske (hvor power quality typisk kommer til udtryk) ikke måles (og dermed ikke "ses/detekteres").

Konverteres hele varmebehovet til varmepumper (inkl. naturgasbaserede behov) taler vi om 20-30% forøgelse af el-forbruget, og dermed risiko for stor impact fra konvertere med dårlig power quality.

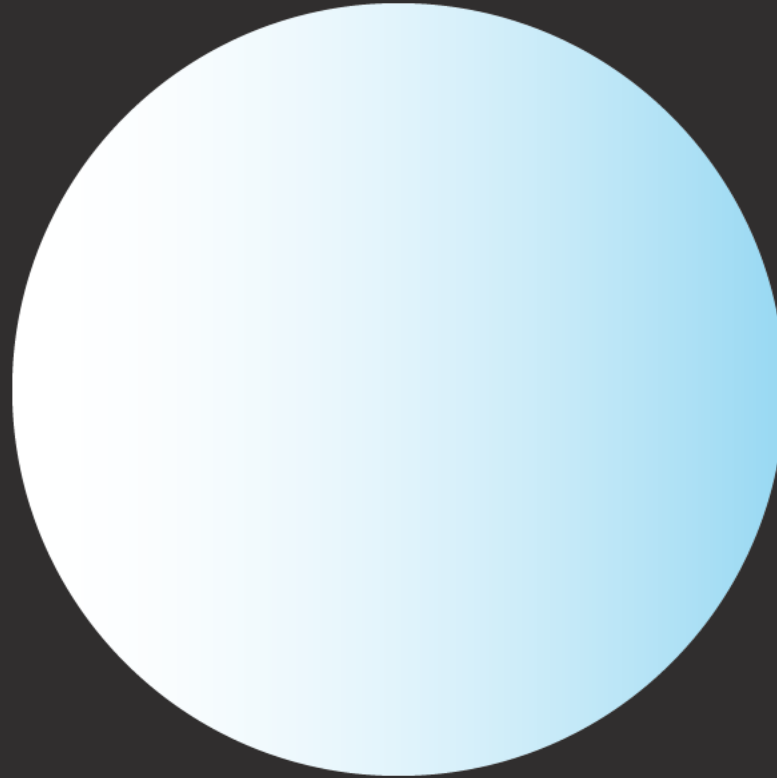
Der eksisterer allerede regler og grænseværdier for power quality for tilkobling af større elektriske anlæg, laves eller er lavet tilsvarende tilslutningsregler for mindre elektriske anlæg (især solar PV). Det forventes derfor at nyere anlæg kombineret med nye krav vil sikre at power quality ikke vil udgøre nogen større bekymring

DTU's vurdering er at man bør være opmærksom på muligheden for at power quality kan få en ikke ubetydelig impact, men at den forholdsvis nemt kan begrænses, hvis blot man er opmærksom, foregriber risikoen og sikrer sig at der eksisterer tilslutningsregler der forholder sig til power quality for varmepumper før en massiv udrulning af varmepumper er realiseret

Referencer

- [1] "Er elnettet klar til elbilerne Analyse af effekt-og investeringsbehov i eldistributionsnettet", Dansk Energi, 2019
- [2] "RA618 Leveringssikkerhed indtil 2018", DEFU, 2018
- [3] "Tendenser og fremtidsperspektiver for el-systemet", Energinet/Dansk Energi 2019
- [4] IEA Sankey diagram (2017), "El- og varme forbrug i industri, transport og anden brug, 30TWh, 47TWh, 85TWh"
- [5] "RA596 Varmepumper i lavspændingsnettet", DEFU, 2015
- [6] "Modelling, operation and control of power-to-heat units in integrated energy systems", Thibaut, P.R., PhD-afhandling 2019
- [7] "Demonstration af lavenergifjernvarme lavenergibyggeri i boligforeningen Ringgårdens afd. 34 i Lystrup", EUDP, 2011
- [8] "Den lille blå om Varmepumper", Dansk Energi og Elforsk.dk, 2019
- [9] "Varmebehov i boliger og dimensionering af ledningsnet", NIRAS og Dansk Fjernvarme, 2018
- [10] "Reversibel luft/luft varmepumpe", Christian Heerup i Ingeniøren, 2017
- [11] "Temaanalyse om store datacentre", Energistyrelsen/COWI, 2018
- [12] "Heat booster i Nordhavn", 2019
- [13] "DTU International Energy Report"
- [14] "Analyse små prosumere i fremtidens elnet", Energinet & Dansk Energi 2019
- [15] "Tendenser og fremtidsperspektiver for elsystemet" Energinet & Dansk Energi 2019
- [16] "Dansk Energi møde med Damvad", slides a 2019-12-12

Distributionsnettet, datacentre og P2X



Distributionsnet

Problemstilling

Distributionsnettets type og konfiguration er bestemmende for, hvor stor belastning nettet kan understøtte. Det skal bruges, sammenholdt med efterspørgslen, til beregningen af omkostningerne ved opgradering af nettet. Distributionsnettet er både relevant for elbiler, varmepumper og andet.

Der er forskel på fx længden af radialer og kapacitet i kabler og transformere. Særligt kan der være forskel mellem konfigurationer anvendt i byer og på landet. Det betyder, at det kan have afgørende betydning for resultatet, hvilket net der er anvendt i en analyse.

Konklusion

De specifikke konfigurationer er ikke angivet i DE's analyse, hvilket ikke giver mulighed for en dybdegående vurdering af denne forudsætning. Dog er den overordnede tilgang – hvor et repræsentativt udsnit af elnetskonfiguration for både by og landmiljø benyttes – en fornuftig tilgang, da det tager højde for den forskellighed, som findes i danske distributionsnet.

Påvirkning af investeringsbehov

Høj

Usikkerhed

Lav

DE-rapporten

?

Antagelser, diskussion og vurdering

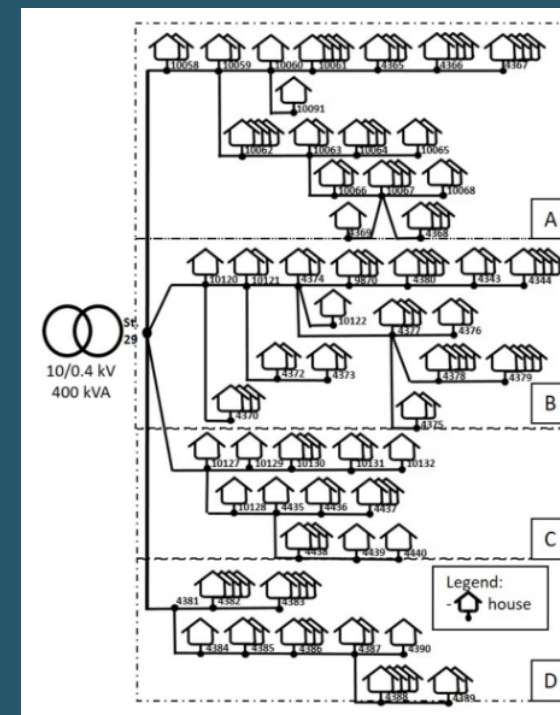
DE's elbilrapport anvender 20 generiske, typiske elnetkonfigurationer. Det har pt. ikke været muligt at vurdere rimeligheden heraf, da de ikke er nærmere angivet i rapporten.

I det omfang de generiske konfigurationer ikke afspejler virkeligheden, kan det have stor betydning for resultaterne, men vi har ingen grund til at tro, at det skulle være tilfældet.

Kun elnetselskaberne og Dansk Energi ligger inde med de relevante data til en egentlig vurdering heraf.

DTU-studie

DTU har tidligere, i forbindelse med det danske ACES-projekt (sites.google.com/view/aces-bornholm), lavet et studie for distributionsnet på Bornholm for at undersøge påvirkningen af elbiler ("Grid Loading due to EV Charging Profiles Based on Pseudo-Real Driving Pattern and User Behaviour" - se referencer). Studierne kan ikke sammenlignes direkte, da der i Bornholm-studiet var tale om nogle enkelte, konkrete konfigurationer – som dog skulle være repræsentative for flere andre net i Danmark. I studiet fandt man ingen overbelastninger eller spændingsudfordringer ved opladning med 3,7 kW. Enkelte scenarier med spændingsudfordringer fandtes ved 11 kW ladning.



Kilde: Fra DTU-studie – net fra byen Tejn

Datacentre vil primært trække på høj-/mellemspændingsnettet

Forhold som peger på at datacentre vil koble sig på høj-/mellemspændingsnettet

Der er stor usikkerhed omkring, hvor stor en del af det danske elbehov der udgøres af datacentre i 2030. Kølingen af disse kan have en potentiel påvirkning på varme baseret på el.

Større data centre (HSDC), dvs. effektmæssigt 100MW og større, tilsluttes elnettet på transmissionsniveau og forventes derfor ikke at spille nogen afgørende rolle for DSO-nettet frem mod 2030. Større datacentre kan dog via køling/overskudsvarme bidrage til fjernvarmenettet. Det er ikke sandsynligt, at dette sker i større udstrækning dels på grund af usikre tilslutningsregler dels på grund af ugunstige forretningscases.

Dermed forventes HSDC ej heller at spille nogen større rolle for investeringsbehovet i DSO-nettet.

Placeringen af HSDC'er afhænger meget af rammebetingelser, adgang til transmissionstilslutning og tilgang til stor databåndbredde (data/fibernet, knudepunkter). Størrelsen af disse i forhold til antallet af HSDC'er medfører en stor usikkerhed i estimerne. Geografisk flytning af dataprocessorer udføres normalt i forbindelse med nedbrud eller planlagte driftsafbrydelser.

Referencer

- "Temaanalyse om store datacentre", Energistyrelsen/COWI, 2018
- "Elforbrug i serverrum, pilotprojekt", Elsparefonden, Teknologisk Institut, Jan Viegand Analyse, Information, 2014
- "Uden dyre varmepumper: Datacenter skal levere overskudsvarme direkte til Aalborgs fjernvarmenet", Ingeniøren v/Niels Møller Kjemtrup 2019
- "Rapport: Datacentre vil stå for en tredjedel af Danmarks elforbrug", Ingeniøren v/Morten Egedal 2018 (baseret på COWI's temaanalyse [4])
- "Overblik: Datacentre i Danmark - to på vej og to er droppet", Danmarks Radio v/Anne Øllgaard og Mathias Sommer, september 2019
- "Tendenser og fremtidsperspektiver for elsystemet", Energinet & Dansk Energi 2019

Status for datacentre i Danmark

- Asetek mindre datacenter, 100kW_{el} , væskekøling $\rightarrow 10\text{kW}_{\text{heat}}$ direkte fjernvarme
- Facebook/Odense HSDC, $40\text{MW} > 100\text{MW}_{\text{el}}$, \rightarrow fjernvarme $10\text{MW}_{\text{heat}}$ v/varmepumper
- Apple/Viborg, HSDC, $100+\text{MW}$
- Google/Fredericia, HSDC, $?100\text{MW}$
- Disse effektstørrelser fordrer tilslutning på transmissionsniveau, hvilket understøttes af allerede installerede datacentre samt opkøb af arealer til potentielt nye anlæg
- Ved design og drift for HSDC i dag tilstræbes en PUE = 1-1,2, dvs. en køling af servere leverer typisk overskudsvarme i størrelsesordenen 10% af total effektoptag. Med en høj COP = 3-4 kan overskudsvarmen således "boostes" via varmepumper til omkring 30-40% af den totale optagne effekt.

P2X vil primært indgå i høj-/mellemspændingsnettet

Forhold som peger på at P2X primært vil indgå i høj-/mellemspændingsnettet

Der er stor usikkerhed om, hvor stor en del af det danske elbehov der udgøres af P2X (fortrinsvis elektrolyse/brint) i 2030.

En massiv udbygning af sol- og vindkraft kan potentielt anspore P2X v/elektrolyse. Egentlig større udrulning af P2X (elektrolyse) forventes ikke på denne side af 2030 (højst nogle få anlæg). Grundet effektstørrelsen på elektrolysen alene forventes disse kun at påvirke på transmissionsniveau. Deraf afledt produktion af egentlig syntetisk brændsel og evt. varmeproduktion, der potentielt kan tilsluttes fjernvarmenettet, forventes at være forsvindende eller slet ikke at forekomme. Dermed anses P2X ikke at have nogen påvirkning på DSO'ernes investeringer frem mod 2030.

P2X er sammenlignet med el-biler og varmepumper den yngste teknologi hvad angår storskala-integration i elnettet. Afledt produktion af syntetisk brændsel og potentiel produktion af overskudsvarme anses for negligerbar. Placeringen af industriel P2X afhænger af VE produktion, el-transmissionskapacitet og evt. CO₂-ressurcer.

Referencer

- "Dansk Energi møde med Damvad", slides fra 2019-12-12
- "RA618 Leveringssikkerhed indtil 2018", DEFU, 2018
- "Energistyrelsens udmøntning af Energilagringsspuljen", 2019
- "PTX I DANMARK FØR 2030", Energinet 2019

Status for større P2X-projekter i Danmark

1. Power2Met, 250kW elektrolyse + methanol syntetisering
2. Netop bevilget: HySynergy/Fredericia, 20MW elektrolyse -> potentiel opskalering til 1GW
3. Netop bevilget: GreenLabs Skive, 12MW elektrolyse

De sidste to projekter er af en størrelse, der kræver tilslutning på mellem- eller højspændingsniveau. Mindre anlæg kan evt. tilsluttes mellemspænding eller helt ned til 10kV.

Energinets analyse medtager kun scenarier, der tilsluttes på mellem- eller højspændingsniveau.

Der ses bort fra mindre anlæg tilsluttet DSO-nettet, dels pga. forventet udvikling til industriel elektrolyse, dels med henvisning til Energinets scenarier.

Analyse af den økonomiske regulering

Delanalyse 2

Økonomisk regulering af netvirksomhederne

Delanalyse 2 belyser hvorvidt:

- *Økonomisk regulering understøtter integration og fleksibilitet:* Er der behov for at justere den økonomiske regulering af netselskaberne, fx ved at introducere et fremadskuende element i reguleringen, for at sikre hensigtsmæssige rammer og incitamenter, til at netselskaberne leverer den nødvendige kapacitet omkostningseffektivt og bidrager aktivt til den grønne omstilling?

Delanalysen indledes med nogle betragtninger om mål og indretning af den økonomiske regulering, og om hvilke udfordringer den grønne omstilling teoretisk stiller netselskaberne overfor (fase 0).

Dernæst tryktestes i fase 1 en række synspunkter fremført af branchen i forhold til, om reguleringen i tilstrækkeligt omfang tilskynder netselskaberne til at understøtte den grønne omstilling.

I fase 2 beskrives løsningsrummet, såfremt det ønskes at justere den økonomiske regulering, herunder fordele og ulemper ved de forskellige løsningsmuligheder.

Endelig overvejes i fase 3 – med inddragelse af resultaterne fra delanalyse 1 – behovet for at justere reguleringen i lyset af de potentielle ulemper, der kan være forbundet med sådanne justeringer.

Indhold af delanalyse 2

- 1 Fase 0: Indledning
- 2 Fase 1: Tryktest
- 3 Fase 2: Løsningsrum
- 4 Fase 3. Behov for at ændre reguleringen

Afgrænsning af analysen

Fokus er alene på den økonomiske regulering af netselskaberne, der i forhold til denne analyse kan opdeles i tre ben:

- *Indtægtsrammen samt omkostnings- og forrentningsrammerne*: Forstået som deres fastsættelse før reguleringer, idet en række af de nuværende reguleringsmuligheder inddrages undervejs.
- *Effektiviseringskrav/benchmarkmodellen*: Benchmarkmodellen må anses som integreret del af den økonomiske regulering og har betydning for den samlede virkning af fx forslag til ændringer i reguleringen. Benchmarkmodellen er fortsat under udvikling, hvorfor vurderingerne i analysen i væsentligt omfang er baseret på Benchmarkingekspertgruppens overvejelser og anbefalinger.
- *Leveringskvalitet*: For fuldstændighedens skyld inddrages kort mekanismen, hvorefter der sker en reduktion i netselskabernes indtægtsramme ved utilstrækkelig leveringkvalitet.

Som følge af denne afgrænsning ses der ikke på anden regulering, der potentielt kan have væsentlig betydning i forhold til at sikre en omkostningseffektiv elektrificering, fx:

- Netselskabernes mulighed for at fastsætte tidsvarierende/dynamiske tariffer, der i princippet vil kunne understøtte markedsbaserede forretningsmodeller til at øge fleksibiliteten i elforbruget og sikre en højere kapacitetsudnyttelse af elnettet.
- Muligheden for at stille tekniske krav til anlæg, der skal understøtte øget fleksibilitet (fx krav om mulighed for fjernaflæsning af ladestandere til elbiler).
- Det forhold, at netselskaber kan eje/drive elnet, men ikke anlæg til sikring af fleksibilitet som fx ladestandere til elbiler, hvilket potentielt kan give en bias i forhold til at investere i netkapacitet frem for indkøb af fleksibilitetsydelse (på grund af fx psykologi, risikostyring etc.).

Indtægtsrammereguleringen: Tre ben



Nuværende regulering: Verdenen gentager sig (steady state)

Sat på spidsen kan den nuværende økonomiske regulering af netselskaberne siges at være indrettet med fokus på at opnå størst mulig effektivitet i en stabil verden.

Dvs. en verden, hvor elefterspørgslen er stabil, den teknologiske udvikling er begrænset, reinvesteringerne svarer omtrent til afskrivningerne osv.

Og en verden, hvor netselskaberne løser deres kerneopgave – omkostningseffektivt at sikre el i kontakterne på ethvert tidspunkt – på grundlæggende samme måde, som det længe har været tilfældet.

Den økonomiske regulering baserer sig således på, at sektoren forudsættes at være i en form for steady state, hvor fokus er på at sikre marginale effektiviseringsgevinster og lavere forbrugerpriser – i takt med den teknologiske udvikling – samt en fortsat høj leveringskvalitet.

Det kommer bl.a. til udtryk ved, at indtægtsrammen i en ny reguleringsperiode fastsættes med udgangspunkt i omkostningerne i den foregående reguleringsperiode, og at benchmarkmodellens udformning er fastlagt ud fra historiske sammenhænge mellem ydelser/output og omkostninger. Heri ligger også, at reguleringen ikke indeholder fremadskuende elementer, der tager højde for fremtidige ændringer i sammenhængene.

Reguleringen afspejler dog også en erkendelse af, at ikke alting er konstante, hvilket kommer til udtryk ved en række justeringer af indtægtsrammen i forhold til ændringer, der påvirker netselskabernes omkostninger, men som de ikke har indflydelse på. Nogle af disse justeringer beskrives nedenfor.

Også en fremtidig regulering må tage udgangspunkt i faktiske data, dvs. have et historisk afsæt. Analysen i det følgende indeholder derfor også kun forslag, der kan ses som justeringer eller tilføjelser til den nuværende økonomiske regulering.

Nuværende regulering: Historisk afsæt (steady state)

Indtægtsrammeregulering

- Fastsættes med udgangspunkt i historiske omkostninger (sidste reguleringsperiode)
- WACC estimeret på historiske data
- Visse diskretionære justeringer af fremadrettet karakter (fx fjernaflæste målere, kabellægning osv.)
- Visse automatiske justeringer baseret på indikatorer for aktivitetsniveau

Benchmarkmodellen

- Valg af ydelser og omkostningsgrundlag baseret på historiske data

Mål: Lave forbrugerpriser og høj leveringskvalitet

Hypotese: Verdenen gentager sig ikke (II)

En anden udfordring ved elektrificeringen er – efter sektorens opfattelse – at netselskaberne står over for væsentlig usikkerhed i forhold til de beslutninger, de skal træffe med henblik på, at elnettet er klart til den forventede stigning i elefterspørgslen.

Usikkerheden giver set fra netselskabernes side en risiko for fejlinvesteringer – enten investeringer, der viser sig ikke at være behov for, eller måske mere sandsynligt investeringer, der foretages "for tidligt" i forhold til det tidspunkt, hvor der rent faktisk vil være behov for det.

Som udgangspunkt bærer elforbrugerne størstedelen af denne risiko. Netselskabernes omkostninger forbundet med investeringer vil således umiddelbart blive indregnet i indtægtsrammen – dog med en vis forsinkelse på grund af de 5-årige reguleringsperioder.

Idet benchmarkmodellen imidlertid bygger på en forudsætning om effektiv drift på et ethvert tidspunkt, kan netselskaber, der investerer "for tidligt" komme til at fremstå som ineffektive og blive pålagt et højere individuelt effektiviseringskrav.

Dette vil alt andet lige betyde, at netselskaberne vil påtage sig en forholdsvis høj risiko ved at investere, der ikke kompenseres i form af fx en højere forrentningsramme, og få netselskaberne til at udskyde investeringer, selv om det øger risikoen for, at nettet ikke er klart, når efterspørgslen kommer.

Reguleringen giver dermed en risiko for, at investeringerne fortages for sent i forhold til det samfundsøkonomisk optimale, hvilket kan have væsentlige negative konsekvenser (fortsættes på næste side).

Investering under ny type af usikkerhed?

Den omfattende elektrificering, der er nødvendig, hvis klimamål (70 pct. i 2030) skal nås, forudsætter investeringer i at forøge distributionsnettets kapacitet og/eller tiltag, der øger fleksibiliteten i elforbruget, så kapacitetsudnyttelsen forøges.

Betydelig usikkerhed i forhold til bl.a.:

- Væksten i den samlede elefterspørgsel og udbredelsen af distribueret elproduktionskapacitet
- Teknologiske muligheder for at øge fleksibiliteten, og hvilke aktører der kan/vil drive udviklingen af nye forretningsmodeller for fleksibilitetsydelser (netselskaberne kan købe, men ikke eje/drive)
- Timing (ikke nok at vide, at elefterspørgslen vil stige – timingen af stigningen også væsentlig)

Hypotese: Verdenen gentager sig ikke (III)

Denne effekt af reguleringen kommer i tillæg til den tendens, der generelt er, i forhold til en for samfundet for sen gennemførelse af irreversible investeringer. Teoretisk er der således belæg for, at selskaber generelt har en tendens til at udskyde investeringer, når der er usikkerhed om den fremtidige efterspørgsel. Ved at udskyde beslutningen kan selskabet opnå yderligere information, der reducerer usikkerheden om den fremtidige efterspørgsel, men da det tager (lang) tid at gennemføre en besluttet investering, er risikoen, at de gennemføres for sent i forhold til, hvad der samfundsøkonomisk optimalt.

Betydningen af disse forhold vil dog afhænge af, i hvilket omfang investeringer i nettet kan skaleres og de marginale omkostninger ved at vælge en større frem for en mindre kapacitet ved større renoveringer af nettet.

Ligeledes vil mulighederne for at håndtere usikkerhed om udviklingen i elforbruget gennem alternativer som fx fleksibilitetsydelse, der vil kunne anvendes til at imødegå et uventet pres på kapaciteten, have væsentlig indflydelse på netselskabernes faktiske investeringsadfærd.

Det er i den forbindelse dog et spørgsmål, om den forøgede risiko for utilstrækkelige netinvesteringer mv. er samfundsøkonomisk optimal, eller om elforbrugerne skal bære en større eller hele den økonomiske risiko, der vil være for "fejlinvesteringer". Dette vil i givet fald kunne begrundes i det overordnede samfundsmæssige hensyn til den grønne omstilling, der derved kunne indgå som et mål med et selvstændigt indhold for reguleringen.

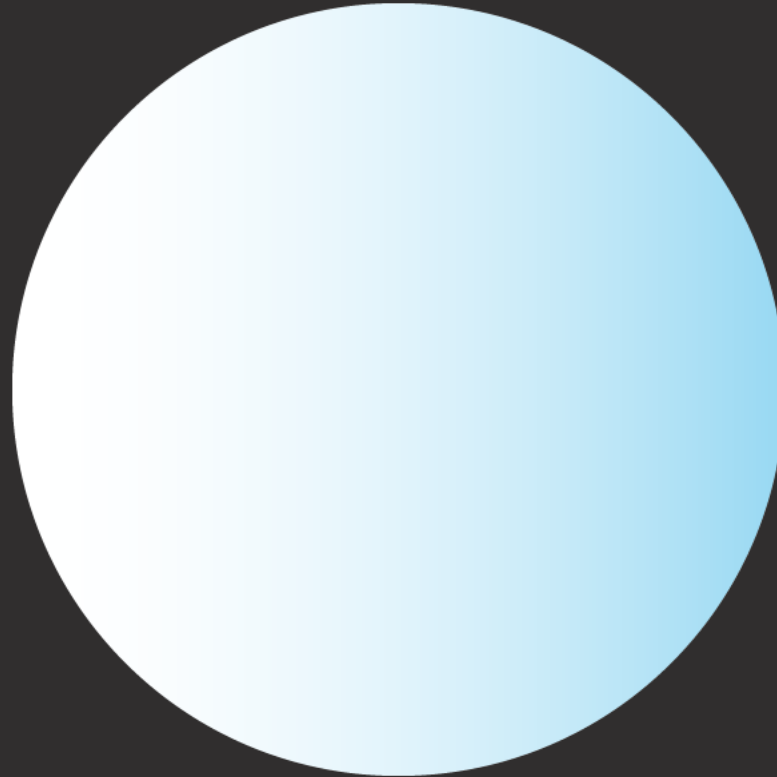
Nye/ekstra politisk fastsatte mål?

Ønsket om at netselskaberne skal bidrage til grønne omstilling, indgår allerede som et mål for reguleringen af netselskaberne. I praksis er reguleringen dog indrettet efter at sikre omkostningseffektivitet, lave forbrugerpriser og fortsat høj leveringskvalitet.

Hensynet til grøn omstilling synes dermed ikke direkte at have påvirket udformningen af reguleringen. En direkte påvirkning kan fx bestå i, at netselskaberne gennem forhøjelse af indtægtsrammen kompenseres for bestemte typer af omkostninger afholdt for at understøtte den grønne omstilling, men at disse ikke indgår i benchmarkmodellens beregning af deres effektivitet og dermed fastsættelsen af individuelle effektiviseringskrav. Dermed holdes netselskaberne skadesløse, hvis det viser sig, at omkostningerne ikke var nødvendige eller ikke havde den ønskede effekt, idet alle omkostningerne overvælttes på elforbrugerne.

Det er i sidste ende et politisk spørgsmål om hensynet til grøn omstilling skal have et selvstændigt indhold (dvs. direkte påvirkning) i forhold til den økonomiske regulering af netselskaberne, men spørgsmålet kan blive aktualiseret ved eventuelle justeringer af reguleringen.

Fase 1. Tryktest



Fase 1. Tryktest

Gennem de seneste par år har branchen peget på områder, hvor den økonomiske regulering af netselskaberne efter deres opfattelse skaber barrierer for eller ikke understøtter den grønne omstilling.

På den baggrund er der i opgavebeskrivelsen nævnt tre spørgsmål, som ønskes analyseret:

- Hvordan reguleringen håndterer et eventuelt cyklisk investeringsmønster i eldistributionsnettet, herunder om reguleringen understøtter omkostningseffektivitet og samlet set giver en rimelig kompensation til netvirksomhederne over en investeringscyklus.
- I forlængelse af spørgsmål 1, hvordan reguleringen håndterer et eventuelt generelt stigende investeringsbehov.
- Tilskynder reguleringen til omkostningseffektivt at bidrage proaktivt til den grønne omstilling, herunder øget elektrificering, sektorkobling mv., når det er hensigtsmæssigt, og uden at netvirksomhedernes incitament til anvendelse af fleksibilitet svækkes.

Formålet i første del af analysen er at trykteste de synspunkter, som branchen har givet udtryk for.

Derudover er der som et fjerde spørgsmål set på den mekanisme i reguleringen, hvorefter netselskaber, der ikke lever op til målene for leveringskvaliteten, får et fradrag i deres indtægtsramme.



Spørgsmål 1: Cykliske investeringer

Spørgsmål

Hvordan reguleringen håndterer et eventuelt cyklisk investeringsmønster i eldistributionsnettet, herunder om reguleringen understøtter omkostningseffektivitet og samlet set giver en rimelig kompensation til netvirksomhederne over en investeringscyklus.

Det er ved besvarelsen af spørgsmålet forudsat, at netselskabet ved renoveringen af nettet grundlæggende reproducerer det hidtidige net. Det vil fx sige, at antallet af målere, stationer, længden af kabler mv. er uændrede. Dog vil den teknologiske udvikling, herunder den løbende forbedring af branchestandarder for komponenter mv., betyde, at det reproducerede net vil have større kapacitet end det net, der erstattes.

Baggrund

Det er fremført, at:

- Reinvesteringer i nettet ikke sker løbende, men i "klumper"/cyklisk, når et net eller en del af et net når enden af dets levetid.
- Den gradvise justering af indtægtsrammen i forhold til ændrede omkostninger betyder, at netselskaberne ikke får fuld kompensation for investeringsomkostningerne.
- Netselskaber, der foretager en sådan "klump" af reinvesteringer, fremstår som ineffektive i benchmarkingmodellen og modtager derfor potentielt et forholdsvis højt individuelt effektiviseringskrav.
- Pointen er generel og vedrører som sådant ikke spørgsmålet om, hvorvidt sektorens investeringer vil vokse i de kommende år.

Se fx Copenhagen Economics (2018), *Næste skridt i reguleringen af forsyningssektoren – dokumentationsrapport*, udarbejdet for Energinet, Radius Elnet, HOFOR og BIOFOS.

Spørgsmål 1. Svar

Svar

Et netselskab, der alene investerer for at bevare "værdien" af nettet, kompenseres fuldt ud set over aktivernes levetid, uanset om investeringerne sker jævnt eller cyklisk.

Fordi indtægtsrammen i en ny reguleringsperiode fastsættes med udgangspunkt i de faktiske omkostninger i den foregående reguleringsperiode, vil der ved cykliske investeringer umiddelbart være en vis underkompensation, der imidlertid modsvarer af en tilsvarende overkompensation i efterfølgende reguleringsperioder.

Det bemærkes, at der ikke er en én-til-én-sammenhæng mellem variation i investeringerne og variation i omkostningerne. Hvis afskrivningerne på nye aktiver svarer til afskrivningerne på de aktiver, der erstattes, påvirkes omkostningsrammen ikke, men forrentningsgrundlaget og dermed forrentningsrammen vil alt andet lige forøges.

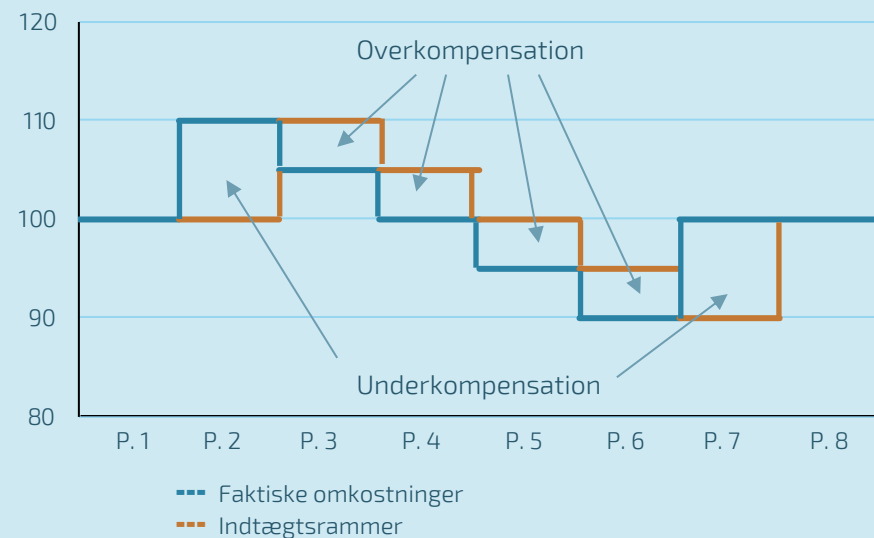
Cykliske investeringer kan dog potentielt give udfordringer i benchmarkmodellen, hvis der tages udgangspunkt i bogførte værdier, da disse på grund af inflation vil være påvirket af nettets alder. Afskrivninger og kapitalbindingsomkostninger i selskaber, der for nyligt har investeret meget i renovering af net, vil alt andet lige være højere end i selskaber med "gamle" net, hvorfor de kan fremstå som mindre effektive, hvilket udløser et højere individuelt effektiviseringskrav.

Men modsatte effekter er også mulige (teknologisk udvikling betyder fx, at nogle komponenter reelt falder i pris, at nye net har større kapacitet end gamle, billigere vedligehold osv.).

Nettoeffekten i forhold til benchmarkmodellen er derfor ikke entydig.

Indtægtsramme ved "cykliske" investeringer

Omkostninger



Et netselskab har set over otte reguleringsperioder gennemsnitlige omkostninger på 100. Som følge af cykliske investeringer med deraf følgende variation i afskrivninger og forrentningsgrundlag er der dog nogen variation i omkostningerne på tværs af reguleringsperioderne. I periode 2 gennemføres således en større netrenovering, der øger omkostningerne med 10. Da indtægtsrammen svarer til selskabets omkostninger i periode 1, kompenseres selskabet ikke for meromkostningerne i periode 2.

I de efterfølgende perioder falder omkostningerne gradvist til 90 i periode 6, og som følge af den forsinkede tilpasning af indtægtsrammen, overkompenseres netselskabet i periode 3-6. I periode 7 øger netselskabet på grund af fx investeringer omkostningerne til 100, men da det ikke umiddelbart påvirker indtægtsrammen, underkompenseres selskabet.

Set over den samlede periode hverken over- eller underkompenseres selskabet.

Figuren er illustrativ, og der er set bort fra bl.a. prisudvikling, generelle effektiviseringskrav og andre forhold, der giver anledning justering af indtægtsrammen. Dette har dog ikke betydning for konklusionen.

Spørgsmål 2: Stigende investeringsniveau

Spørgsmål

I forlængelse af spørgsmål 1, hvordan reguleringen håndterer et eventuelt generelt stigende investeringsbehov.

Baggrund

Det er fremført, at:

- Elektrificeringen, herunder udbredelse af elbiler, vil kræve væsentlige nyinvesteringer i distributionsnettene.
- Dermed forventes, at investeringsniveauet i de kommende år vil overstige det historiske investeringsniveau.
- Indtægtsrammereguleringen, der bl.a. baserer sig på historiske omkostninger, giver ikke fuld omkostningsdækning for et sådant stigende investerings-/aktivniveau.

Se Dansk Energi (2019): *Er elnettet klar til elbilerne? – analyse af effekt- og investeringsbehov i eldistributionsnettet.*

Spørgsmål 2. Svar

Svar

Et netselskab, der øger sine investeringer med henblik på permanent at øge (værdien af) sin aktivbase, vil generelt ikke blive fuldt ud kompenseret.

Det skyldes, at de meromkostninger i form af højere afskrivninger og kapitalbindingsomkostninger, der følger af et generelt højere investeringsniveau, kun med en reguleringsperiodes forsinkelse vil indgå i omkostnings- og forrentningsrammerne og dermed indregnet i indtægtsrammen.

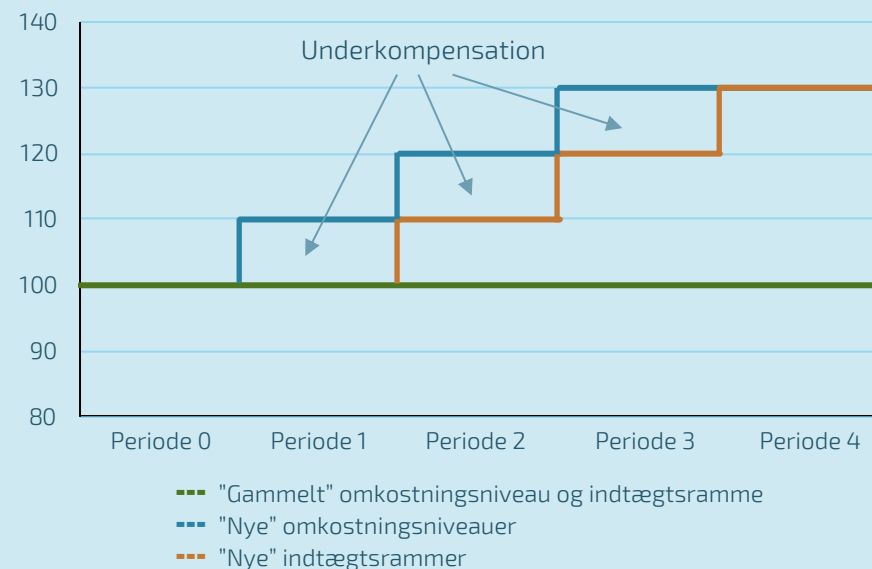
Det er væsentligt at bemærke, at denne virkning af reguleringen gælder enhver form for omkostningsforøgelse. Et permanent højere omkostningsniveau, der fx skyldes indkøb af fleksibilitetsydelse, vil således på samme måde give anledning til underkompensation.

Derudover kan benchmarkmodellen betyde, at et netselskab, der gennem større investeringer permanent øger aktivbasen, bliver mødt med forholdsvis høje individuelle effektiviseringskrav som følge af:

- Den problemstilling vedrørende opgørelsen af omkostningerne for "nye" henholdsvis "gamle" net, der blev beskrevet under spørgsmål 1.
- Et netselskab, der investerer i forventning om behov for større kapacitet, vil i perioden frem til, at kapaciteten rent faktisk anvendes, alt andet lige fremstå som mindre effektiv, da antallet af leverede kWh indgår som en af de tre ydelser eller cost drivere i benchmarkmodellen.

Indtægtsramme ved stigning i faktiske omkostninger

Omkostninger



I udgangspunktet har netselskabet et permanent omkostningsniveau, inklusiv forrentning af aktivmassen, på 100, hvilket modsvares af en indtægtsrammen af samme størrelse.

Netselskabet øger nu sit omkostningsniveau, så det stiger med 10 i tre på hinanden følgende (5-årige) reguleringsperioder, så det permanent løftes til 130 fra og med periode 3.

De nye indtægtsrammer fastsættes som de faktiske omkostninger i den foregående reguleringsperiode, dvs. med en forsinkelse på én periode. Derved underkompenseres netselskabet, indtil omkostninger og indtægtsramme har stabiliseret sig på det nye, højere niveau.

Figuren er illustrativ, og der er set bort fra bl.a. prisudvikling, generelle effektiviseringskrav og andre forhold, der giver anledning justering af indtægtsrammen (fx vil meromkostninger, der skyldes flere målere og/eller stationer, automatisk føre til en forhøjelse af indtægtsrammen. Dette har dog ikke betydning for konklusionen.

Spørgsmål 3: Incitament til grøn omstilling

Spørgsmål

Tilskynder reguleringen netselskaberne til omkostningseffektivt at bidrage proaktivt til den grønne omstilling, herunder øget elektrificering, sektorkobling mv., når det er hensigtsmæssigt, og uden netvirksomhedernes incitament til anvendelse af fleksibilitet svækkes.

Baggrund

Det er fremført, at:

- Reguleringen under ét forhindrer netselskaberne i at bidrage til den grønne omstilling
- Reguleringen, inkl. benchmarkingmodellen, giver ikke tilstrækkelig tilskyndelse til at investere eller i øvrigt påtage sig omkostninger "lang" tid, før behovet opstår.
- Reguleringen, inkl. benchmarkingmodellen, giver større incitament til (re)investeringer i kapaciteten af elnettet end til indkøb af ydelser, der fx fremmer fleksibilitet (over døgnnet) i elforbruget
- Der er dermed risiko for en samfundsøkonomisk inoptimal prioritering af investeringerne og de tilgængelige løsninger.

Se bl.a. kilderne nævnt under de to første spørgsmål.

Spørgsmål 3. Svar (1/2)

Svar

Den økonomiske regulering i form af den grundlæggende fastsættelse af indtægtsrammen er i princippet neutral i forhold til valg mellem mere kapacitet og større fleksibilitet, givet dens udgangspunkt i netselskabernes totalomkostninger (se svar 2).

Selve reguleringen giver dermed ikke en særlig tilskyndelse til, at netselskaberne skal bidrage proaktivt til den grønne omstilling, men heller ikke det modsatte. Den økonomiske regulering er således udarbejdet med det mål at tilskynde til "marginale" effektiviseringer og omkostningseffektivitet uden at tilskynde til specifikke måder, hvorpå netselskaberne bedst muligt kan opnå dette..

I praksis kan benchmarkmodellen dog under visse antagelser give en bias til fordel for investeringer i kapacitet frem for indkøb af fleksibilitetsydelser – hvert fald når netselskaberne betragtes under ét. Netselskabet i eksempel A til højre, der investerer i netkapacitet, vil således fremstå mere effektivt end netselskabet i eksempel B, der vælger at købe fleksibilitetsydelser, uanset at de to selskabers meromkostninger er de samme.

Det skyldes, at kapacitet (i form af "tæthedskorrigeret norm grid") indgår som en ydelse (et output) i benchmarkmodellen, og at dette output påvirkes positivt af netselskabernes kapacitetsinvesteringer, men ikke af deres køb af fleksibilitetsydelser, der har karakter af et fremadskuende element, jf. diskussionen i indledningen om et skift i produktionsfunktionen. Dette gælder bl.a. i de specialtilfælde, hvor leverandørerne af fleksibilitetsydelser foretager omfattende investeringer (i fx ladestandere eller lagringskapacitet), da disse ikke "tælles med" som en del af elnettet.

Kapacitet og fleksibilitet i benchmarkmodellen

Eksempel A. Investering i kapacitet

Et netselskab foretager en investering, der medfører meromkostninger på 100, men også flere ydelser i form af en stigning på 50 i nettets kapacitet og 200 i antal leverede MWh til et uændret antal af aftagenumre:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Kapacitet:} \quad +50 \\ \text{Antal MWh:} \quad +200 \\ \text{Aftagenumre:} \quad 0 \end{array} \right\} = f(\text{meromkostninger: } 100)$$

Eksempel B. Indkøb af fleksibilitetsydelser

Et netselskab foretager indkøb af fleksibilitetsydelser, hvilket giver en meromkostning på 100, men muliggør præcis den samme stigning i antal leverede MWh, nemlig 200:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Kapacitet:} \quad 0 \\ \text{Antal MWh:} \quad +200 \\ \text{Aftagenumre:} \quad 0 \end{array} \right\} = f(\text{meromkostninger: } 100)$$

Det antages videre, at leverandøren af fleksibilitetsydelser har foretaget en investering af præcis samme størrelse som den, netselskabet foretager i eksempel A, og at meromkostningerne på de 100 fordeler sig på samme måde mellem drifts- og kapitalbindingsomkostninger som i eksempel A.

Eksempel A indeholder en væsentlig forenkling. Det er således vores forståelse, at det mål for kapaciteten, der arbejdes med i benchmarkmodellen, ikke er det enkelte selskabs faktiske kapacitet ("norm grid"), men snarere den kapacitet, der forventes for det "gennemsnitlige" netselskab med det givne areal af forsyningsområdet (opgjort i km²) og den givne kundetæthed (opgjort som antal aftagenumre delt med arealet).

Det enkelte netselskabs investeringer i merkapacitet har derfor kun begrænset betydning for den beregnede kapacitet, den anvendes i benchmarkmodellen. Eksemplet siger dermed mere noget om tilskyndelsen til at vælge kapacitetsinvesteringer fremfor indkøb af fleksibilitetsydelser for sektoren som helhed.

Spørgsmål 3. Svar (2/2)

Svar

Der kan dog også peges på forhold i benchmarkmodellen, der kan trække i retning af køb af fleksibilitetsydelser frem for investeringer i kapacitet.

Både det forhold, at det kan være vanskeligt (teknisk osv.) at time kapacitetsudvidelser præcist i forhold til behovet for øget kapacitet, og det forhold, at kapacitetsinvesteringer er irreversible (dvs. der er en risiko for kapacitetsforøgelse, som der ikke viser sig at være brug for), synes alt andet lige at give en tilskyndelse til at anvende køb af fleksibilitetsydelser som alternativ.

I eksempel A til højre vil netselskabet i benchmarkmodellen komme til at se forholdsvis ineffektivt ud i år 1-5, hvor elforbruget ikke matcher kapaciteten (uanset at det er optimalt at foretage merinvesteringen i forbindelse med den større netrenovering i år 1). Det gælder ikke netselskabet i eksempel B, der venter til år 6 med at indkøbe fleksibilitetsydelser og dermed undgår meromkostningerne i år 1-5. Som eksemplerne er udarbejdet vender billedet fra år 6 og frem, hvorfor det ikke kan afgøres entydigt, hvilket af de to netselskaber der set over tid er i den mest fordelagtige position.

Det skal understreges, at eksemplet bygger på flere forudsætninger, herunder at:

- Netselskabet i eksempel B i år 1 har sikkerhed for, at der vil være en passende leverandør af fleksibilitetsydelser i år 6, der kan levere de ønskede ydelser til den forventede pris (de 100)
- Leverandørerne af fleksibilitetsydelser er i stand til løbende at tilpasse deres udbud af ydelser i forhold til netselskabernes efterspørgsel

Dette illustrerer vanskeligheden ved entydigt at afgøre, om benchmarkmodellen implicit indeholder skævheder, givet den begrænsede viden, der i dag er i forhold til, hvordan et effektivt marked for fleksibilitetsydelser vil komme til at se ud.

Betydningen af timing og irreversibilitet

Eksempel A. Investering i kapacitet

Et netselskab foretager i forbindelse med en nødvendig netrenovering en merinvestering i forventning om større behov i fremtiden. Det medfører meromkostninger på 100, men en stigning på 50 i nettets kapacitet. De første 5 år er antal leverede MWh uændret, mens det fra år 6 og frem stiger det med 200:

År 1-5:

Kapacitet:	+50	}	= f(meromkostninger: 100)
Antal MWh:	0		
Aftagenumre:	0		

År 6 og frem:

Kapacitet:	+50	}	= f(meromkostninger: 100)
Antal MWh:	+200		
Aftagenumre:	0		

Eksempel B. Indkøb af fleksibilitetsydelser

Et netselskab vælger i stedet for at investere i kapacitet i forventning om øget elforbrug at indkøbe fleksibilitetsydelser, når behovet for at levere mere el opstår fra år 6 og fremad:

År 1-5:

Kapacitet:	0	}	= f(meromkostninger: 0)
Antal MWh:	0		
Aftagenumre:	0		

År 6 og frem

Kapacitet:	0	}	= f(meromkostninger: 100)
Antal MWh:	+200		
Aftagenumre:	0		

Spørgsmål 4. Leveringskvalitet

Spørgsmål

Kan højere fradrag i indtægtsrammen ved utilstrækkelig leveringskvalitet modvirke den risiko for underinvestering, som reguleringen potentielt giver, jf. de foregående spørgsmål?

Svar

Det er vores forståelse, at den nuværende mekanisme i forhold til utilstrækkelig leveringskvalitet betragtes som midlertidig. I lyset af bl.a. anbefalingerne fra Elreguleringsudvalget forventes udarbejdet en ny model, der bedre end den nuværende understøtter det samfundsøkonomisk optimale niveau for leveringskvalitet. Derfor er mekanismen ikke vurderet som led i analysen.

Der kan dog i forhold til denne analyses øvrige elementer peges på, at det principielt kan være problematisk at imødegå konsekvenserne af "fejl" i offentlig regulering ved at indføre hårdere "straffe", selv om det forøger tilskyndelsen til at foretage de nødvendige investeringer.

Som eksemplet til højre viser, vil en sådan tilgang kunne føre til, at netselskabernes overskud falder, uanset set hvad de gør. På grund af underkompensationen ved permanente løft i omkostningsniveau falder selskabets overskud, hvis investeringen fortages, mens det falder som følge af den højere "straf" for det fald i leveringskvaliteten, der kommer uden investeringen. Dette forekommer ikke rimeligt og vil næppe føre til det samfundsøkonomisk bedste udfald.

Pointen med eksemplet er alene at påpege et principielt problem, der kan opstå, hvis væsentlige "fejl" i reguleringen, der modvirker det samfundsøkonomisk ønskede udfald, søges imødegået ved "hårdere straf" fremfor gennem tiltag, der retter "fejlen". Der er dermed ikke med eksemplet taget stilling til, hvad der – under forskellige forudsætninger – ville være det samfundsøkonomisk optimale udfald, ligesom formålet ikke er at problematisere den nuværende mekanisme vedrørende utilstrækkelig leveringskvalitet, herunder niveauet for reduktioner i indtægtsrammen.

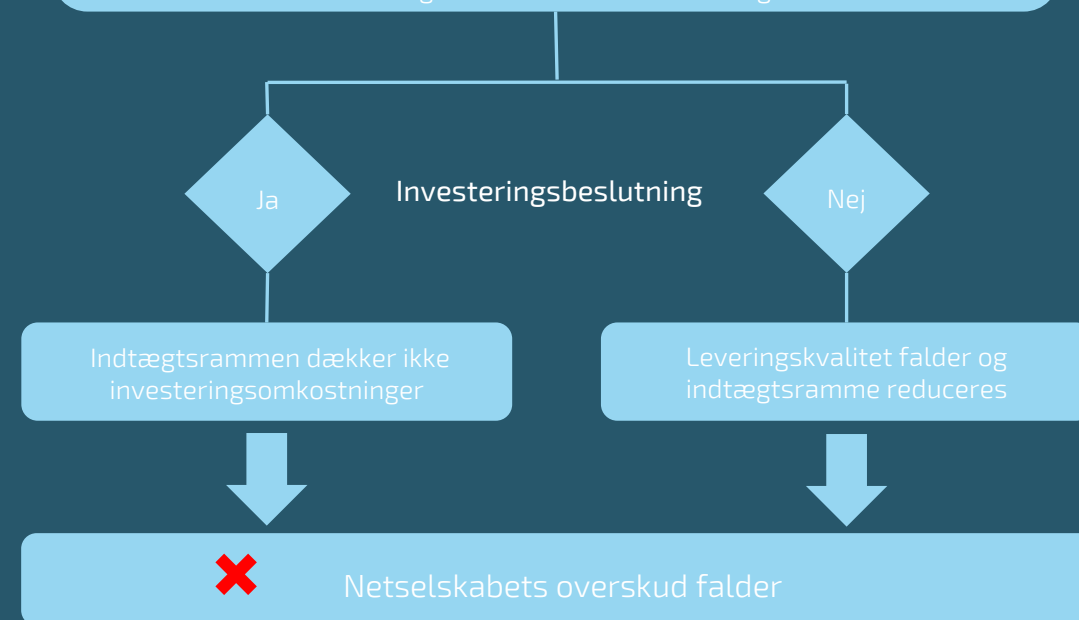
Baggrund

Den økonomiske regulering indeholder en mekanisme, hvorefter netselskabernes indtægtsrammer reduceres, hvis en række mål for leveringskvalitet (afbrudshyppighed og –varighed) ikke overholdes. Mekanismen har bl.a. til formål at sikre mod, at et netselskab gennem længere tid underinvesterer i nettet for på kort sig at opnå større overskud med den konsekvens, at leveringskvaliteten falder på længere sigt.

Eksempel

Problem

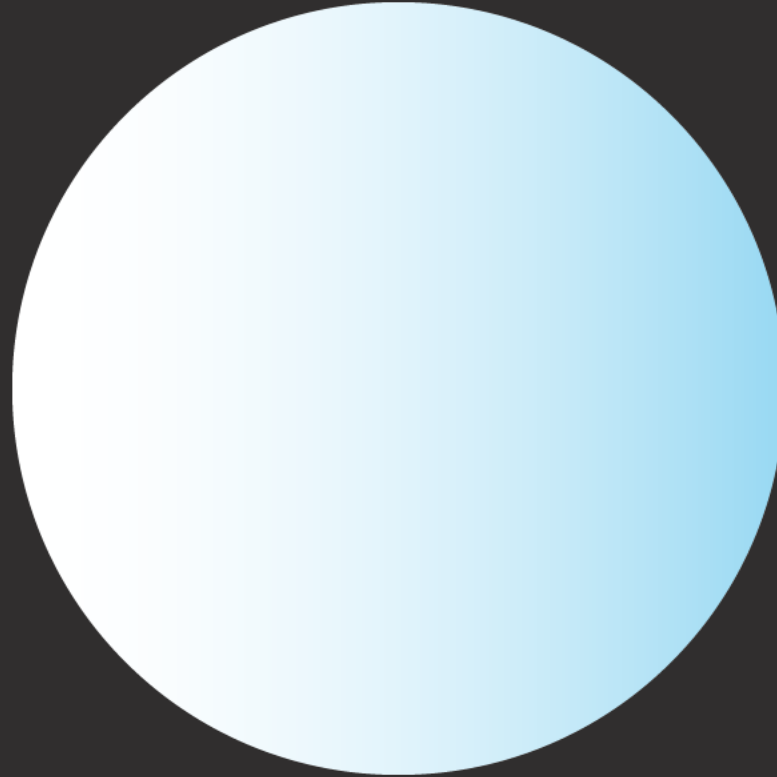
Et netselskab oplever pres kapaciteten, der kun kan løses ved en investering. Hvis investeringen ikke gennemføres, bliver leveringskvaliteten lavere end det fastsatte krav. Reguleringen vil dog kun muliggøre delvis kompensation for investeringsomkostningerne, og det individuelle effektiviseringskrav øges. Uden investeringen forventes lavere leveringskvalitet.



Fase 1. Tryktest – opsamling

- Der er argumenter for, at den elektrificering, der anses som et afgørende element i en succesfuld grøn omstilling, stiller netselskaberne over for nye krav/forventninger, investeringer forbundet med væsentlig usikkerhed og anvendelse af nye muligheder for at udnytte fleksibiliteten i elforbruget (skift til en ny produktionsfunktion).
- Den økonomiske regulering af netselskaberne, der er udarbejdet med det formål at sikre marginale effektiviseringer til gavn for forbrugerne inden for i øvrigt stabile rammer, giver ikke nødvendigvis den kompensation til netselskaberne for de meromkostninger, der vil være ved rettidigt at leve op til forventningerne. Dette svækker alt andet lige selskabernes tilskyndelse til i fuldt omfang at sikre realiseringen af den forventede elektrificering.
- Det skyldes, dels at den nuværende økonomiske regulering ikke synes at give netselskaber fuld kompensation ved permanente stigninger i deres omkostninger (nødvendiggjort af stigende elforbrug), dels at den anvendte benchmarkmodel synes at få vanskeligt ved at håndtere de nye aktiviteter, som netselskaberne skal igangsætte for imødekomme de nye krav/forventninger.
- Ud fra et rent principielt synspunkt er der derfor behov for overveje mulighederne for at justere i den økonomiske regulering, hvilket gøres på de følgende sider.
- Om dette så er tilstrækkeligt til i praksis at begrunde justeringer, afhænger bl.a. af vurderingerne af den kvantitative betydning af de identificerede principielle problemer samt fordele/ulempen ved de mulige justeringer af reguleringen.

Fase 2. Løsningsrum



Mulige justeringer af reguleringen

Tryktesten af den eksisterende økonomiske reguleringen indikerer, at der i forhold til understøttelse af elektrificeringen kan være udfordringer.

Udfordringerne skyldes helt overvejende fraværet af fremadskuende elementer i reguleringen. Dvs. elementer, der tager højde for, at netselskaberne skal planlægge efter, hvordan verden forventes at se ud i morgen, og ikke efter, hvordan den så ud i går.

Derfor overvejes i dette afsnit løsningsrummet. Dvs. de veje, der potentielt kan anvendes, såfremt reguleringen ønskes justeret.

Udgangspunktet for justeringerne er den eksisterende økonomiske regulering, der fortsat vil være kernen i reguleringen af netselskaberne. Kun gennem et solidt grundlag baseret på (historiske) data vil Forsyningstilsynet kunne medvirke til sikre netselskabernes effektivitet til gavn for elforbrugerne.

Det har ligget uden for nærværende opgave at udforme og lave fuldstændige konsekvensvurderinger af konkrete forslag til justering af reguleringen. Diskussionen af de forskellige muligheder er derfor fokuseret på de overordnede/principielle virkninger og de generiske fordele og ulemper, der knytter sig til dem.

Mulige løsningsveje

1. Kortere reguleringsperiode

Reguleringsperioden reduceres i forhold til de nuværende 5 år.

2. Automatisk justering på baggrund af indikatorer

Omkostningsrammen og eventuelt forrentningsrammen justeres automatisk på baggrund af udviklingen i på forhånd givne indikatorer.

3. Diskretionære justeringer

Visse typer af udgifter fører også indenfor en reguleringsperiode til en umiddelbar forøgelse af omkostnings- og forrentningsrammen.

4. Aftalebaserede justeringer

Forsyningstilsynet fastlægger omkostnings- og forrentningsrammen på grundlag af en samlet forretningsplan for netselskabet, der indeholder de fremtidige omkostningsmæssige konsekvenser af investeringer mv.

5. Overvejelser om benchmarkmodellen

Det ligger uden for rammerne af denne opgave at vurdere, om og i givet fald retningen for den igangværende udvikling af benchmarkmodellen skal justeres, hvorfor der alene præsenteres nogle overordnede betragtninger.

1. Kortere reguleringsperiode (baggrund)

Den væsentligste årsag til, at netselskaberne underkompenseres ved permanente stigninger i omkostningsniveauet, er, at omkostningsrammen i en ny reguleringsperiode som udgangspunkt fastsættes som de gennemsnitlige omkostninger i den foregående (5 årige) reguleringsperiode. Og tilsvarende, at forrentningsrammen fastsættes med udgangspunkt i det historiske forrentningsgrundlag plus det gennemsnitlige (nye) forrentningsgrundlag i den foregående (5 årige) reguleringsperiode.

Dermed slår ændrede omkostninger først ud i en ændret indtægtsramme med (gennemsnitligt) 5 års forsinkelse.

Da mekanismen fungerer symmetrisk, giver den ikke anledning til systematisk over- eller underkompensation, så længe omkostningsniveauet og forrentningsgrundlaget set over en længere periode er konstante. Selv om netselskaberne i den situation vil blive overkompenseret i nogle perioder, vil de i andre perioder blive underkompenseret.

Men som omtalt ovenfor vil permanente stigninger i omkostningsniveau og forrentningsgrundlag i en periode føre til underkompensation af netselskaberne, der ikke modsvares af en tilsvarende overkompensation senere.

En kortere reguleringsperiode vil selvsagt reducere problemstillingen, og i grænsen, hvor indtægtsrammen i et givent år fastsættes ud fra netselskabets faktiske omkostninger i det pågældende år, vil den være elimineret. Det ville i givet fald svare til at genintroducere "hvile-i-sig-selv"-princippet.

Indtægtsrammebekendtgørelsen : Reguleringsperiode

I henhold til indtægtsrammebekendtgørelsen er reguleringsperioden defineret som den 5-årige periode, som fremgår af § 69, stk. 2, i lov om elforsyning. Første reguleringsperiode påbegyndes den 1. januar 2018

1. Kortere reguleringsperiode (vurdering)

Det er et kernepunkt i det teoretiske grundlag for incitamentsbaseret regulering, at reguleringsperioden skal have en vis varighed. Jo længere indtægtsrammen er kendt og fast, jo større incitament har netselskaberne til at effektivisere – udover det effektiviseringskrav, der er indeholdt i den fastsatte indtægtsramme – da de beholder effektiviseringsgevinster inden for reguleringsperioden. Først når reguleringsperioden afsluttes, overføres gevinsterne til forbrugerne gennem reduktioner i de fremtidige indtægtsrammer.

En forkortelse af reguleringsperioden fra de nuværende 5 år vil dermed ikke være i tråd med ønsket om en incitamentsbaseret regulering, jf. bl.a. Elreguleringsudvalgets overvejelser herom.

Og skal problemet med underkompensation ved stigende omkostningsniveauer hos netselskaberne fuldt ud løses ad denne vej, ville resultatet blive en tilbagevenden til "hvile-i-sig-selv"-princippet, hvor netselskaberne grundlæggende får dækket alle omkostninger, så længe de vurderes nødvendige.

Alt andet lige vil en kortere reguleringsperiode øge netselskabernes tilskyndelse til at afholde meromkostninger til imødegåelse af den øgede efterspørgsel som følge af elektrificeringen – det gælder, uanset om der er tale om merinvesteringer i forøget netkapacitet eller indkøb af fleksibilitetsydelse.

Men dette vil gælde i forhold til alle typer af nye aktiviteter, som netselskaberne inden for de tilladte rammer kunne ønske at engagere i. En forkortelse af reguleringsperioden kan dermed ikke anses som et særligt målrettet tiltag i forhold at fremme den grønne omstilling.

Vurdering af kortere reguleringsperiode

Omkostningseffektivitet	
✘	Vil svække netselskabernes incitament til at effektivisere, da deres andel af gevinsten reduceres.
Forbrugerbeskyttelse	
✘	Den reducerede tilskyndelse til effektivisering kan på sigt føre til priser, der er højere, end de ellers ville have været.
Forudsigelighed for investorer	
✘	Vil reducere forudsigeligheden for investorer og netselskaber, da indtægtsrammen, herunder generelle og individuelle effektiviseringskrav, hyppigere vil blive ændret. Hensynet til investorerne var et væsentligt argument for Elreguleringsudvalgets anbefaling om 5-årige reguleringsperioder.
Understøttelse af den grønne omstilling	
(✓)	Reduktionen i underkompensationen ved permanente stigninger i omkostningsniveauet vil isoleret set give netselskaberne en større tilskyndelse til at gennemføre aktiviteter, der øger omkostningerne. Det gælder aktiviteter knyttet til den grønne omstilling, men også aktiviteter knyttet til andre aspekter af deres virksomhed.
Administrerbarhed	
■	Da principperne i den nuværende regulering ikke ændres, vil det ikke give anledning til nye problemstillinger. Men en kortere reguleringsperiode vil selvsagt indebære, at Forsyningstilsynet skal træffe flere afgørelse og dermed et behov for flere ressourcer.

De valgte vurderingskriterier er inspireret af de hensyn for en fremtidig regulering, som Elreguleringsudvalget lagde til grund.

2. Automatisk pba. indikatorer (baggrund)

Den nuværende regulering indeholder elementer, der fører til automatiske reguleringer af indtægtsrammen. Både omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget (og dermed forrentningsrammen) justeres bl.a. for pristalsudviklingen.

Der sker imidlertid også efter en fast formel justeringer for ændringer i aktivitetsniveauet – opgjort som den årlige ændring i antallet af målere og stationer.

Valget af målere og stationer som indikatorer for aktivitetsniveauet er baseret på en analyse, som THEMA Consulting Group udarbejdede for Elreguleringsudvalget. De to indikatorer blev udvalgt ud fra følgende kriterier:

- De skal have sammenhæng til de bagvedliggende costdrivere for elnettet
- De skal være eksogene, dvs. at netselskaberne i mindst mulig grad skal kunne påvirke indikatorerne
- Valide data for indikatorerne skal være tilgængelige for alle selskaber omfattet af reguleringen
- De skal være enkle.

Grundidéen med disse (og de andre former for justeringer, der er i indtægtsrammebekendtgørelsen) er, at netselskabernes omkostninger påvirkes af en række ændringer i (eksogene) forhold, som netselskaberne ikke har indflydelse på, og hvor risikoen derfor rimeligvis skal påhvile forbrugerne.

Det bemærkes, at identifikationen af relevante indikatorer for aktivitetsniveauet metodemæssigt er nært beslægtet med udviklingen af benchmarkmodellen. I begge tilfælde søges netselskabernes omkostninger i videst muligt omfang forklaret ved eksogene forhold med det formål at sikre, at fastsættelsen af indtægtsrammerne er rimelig i forhold til netselskabernes muligheder for reelt at påvirke deres omkostninger.

Indtægtsrammebekendtgørelsen: Automatiske justeringer

I henhold til indtægtsrammebekendtgørelsen justeres omkostningsrammen inden for indeværende reguleringsperiode til og med reguleringsåret for udvikling i indikatorer og pristalsudvikling (§ 6, stk. 2, nr. 1).

Ved justeringer for aktivitetsniveau justeres der med den årlige ændring i antallet af elmålere og stationer [...] således, at den procentvise ændring i hhv. antallet af elmålere og antallet af stationer hver især medfører den halve procentvise ændring af omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag i reguleringsåret [...] (§ 22, stk. 1)

Grundlaget for denne regulering er:

Implement Consulting Group, *Automatiske indikatorer*, november 2015.

THEMA Consulting Group, *Indikatorer til justering af inntektsrammene*, november 2015.

2. Automatisk pba. indikatorer (vurdering)

Der vil potentielt være flere indikatorer for den faktiske elektrificering af det danske samfund, som vil have væsentlig betydning for netselskabernes omkostninger. På efterspørgselssiden drejer det sig om udviklingen i antallet elbiler, ladestander af forskellig type, varmepumper, mens det på udbudssiden kan dreje sig om decentral/lokal elproduktion og forskellige typer af lagringskapacitet, jf. i øvrigt delanalyse 1.

En forudsætning for at kunne anvende indikatorer til automatiske justeringer af indtægtsrammen er imidlertid, at der kan etableres statistisk signifikante og robuste sammenhænge mellem udviklingen i indikatorerne og netselskabernes omkostninger. Uden identifikation af sådanne sammenhænge har Forsyningstilsynet ikke mulighed for at vurdere, hvor stor en ændring i indtægtsrammen fx 1.000 nye ladestander bør give anledning til.

Fælles for de indikatorer, der kunne være relevante i forhold til elektrificeringen, er imidlertid, at de beskriver en fremadskuende udvikling, hvor sammenhængen mellem indikatorer og omkostninger ikke er kendt. Derfor vil inddragelsen af denne form for indikatorer aktuelt ikke være en mulighed. Dette var også konklusionen i den nævnte analyse fra THEMA Consulting Group.

Dette kan selvsagt ændres over tid, hvor der muligvis i data vil vise sig en signifikant sammenhæng mellem nogle af de nævnte indikatorer og udviklingen i netselskabernes omkostningsniveauer.

Det er selvfølgelig muligt (politisk) at beslutte, at fx tilkoblingen af én ny ladestander skal give anledning til en forøgelse af indtægtsramme på 1 kr. Dette er udgangspunkt for vurderingerne til højre, som dermed ikke vedrører justeringer på baggrund af indikatorer, der er baseret på solide statistiske analyser.

Vurdering af (politisk) besluttede automatiske justeringer

Omkostningseffektivitet	
■	Idet formålet med de indikatorbaserede reguleringer er at kompensere netselskaberne for eksogene forhold, der påvirker deres omkostninger, men som de ikke har indflydelse på, vil deres tilskyndelse til at effektivisere være uændret.
Forbrugerbeskyttelse	
✘	Den svækkede sammenhæng mellem faktisk aktivitet, omkostninger og indtægtsrammen svækker forbrugerbeskyttelsen.
Forudsigelighed for investorer	
■	Uanset, at et tillæg til indtægtsrammen pr. tilsluttet ladestander øger indtægtsrammen, kan dette ikke siges at styrke forudsigeligheden, så længe der ikke er en klar sammenhæng til de reelle meromkostninger.
Understøttelse af den grønne omstilling	
■	Idet formålet med de indikatorbaserede reguleringer er at kompensere netselskaberne for eksogene forhold, der påvirker deres omkostninger, men som de ikke har indflydelse på, påvirker de ikke netselskabernes incitamenter i forhold til at understøtte den grønne omstilling.
Administrerbarhed	
■	Så længe den automatiske justering er fastlagt, vil de administrative konsekvenser være begrænsede (kræver alene opgørelse af antal tilsluttede ladestander).

3. Diskretionært (baggrund)

Den nuværende regulering indeholder mulighed for, at netselskaberne i visse tilfælde inden for en reguleringsperiode diskretionært kan få forhøjet deres omkostnings- og forrentningsramme.

Således vil netselskabernes omkostninger og investeringer i forbindelse med udrulningen af fjernaflæste elmålere, visse typer af aktivitetsforøgelse og kabellægning af luftledninger umiddelbart give anledning til forhøjelse af indtægtsrammen.

Det er vores forståelse, at det i praksis sker ved, at netselskaberne – når investeringerne er gennemført – indsender en ansøgning om forhøjelse af rammerne til Forsyningstilsynet. Forsyningstilsynet vurderer dernæst om de ansøgte forhøjelser er rimelige, herunder bl.a. om omkostningerne synes at afspejle en effektiv og markedskonform gennemførelse af aktiviteterne. Såfremt dette er tilfældet, indregnes omkostningerne i selskabernes indtægtsramme.

Der er således tale om en ex post myndighedsgodkendelse, hvor netselskaberne løber en vis risiko for, at Forsyningstilsynet ikke vil godkende den fulde forhøjelse af omkostningsrammen og forrentningsgrundlaget. Så længe netselskabet gennemfører aktiviteterne effektivt, må denne risiko dog anses som begrænset.

Introduktionen af disse diskretionære justeringsmuligheder skal ses i lyset af et politisk ønske om at gennemføre aktiviteterne. I forhold til udrulningen af fjernaflæste målere er ønsket fx omsat i et egentligt lovkrav om, at den skal være gennemført i hele landet inden udgangen af 2020,

Ved at give netselskaberne sikkerhed for at kunne få dækket deres omkostninger, har det elimineret den modvilje, som der kunne have været, hvis selskaberne skulle bære en væsentlig del af risikoen.

Indtægtsrammebekendtgørelsen: Diskretionære justeringer

I henhold til indtægtsrammebekendtgørelsen forhøjer Forsyningstilsynet efter ansøgning i reguleringsåret omkostningsrammen og det samlede forrentningsgrundlag ved bl.a.:

- Visse ændrede opgaver for netvirksomheden, fx udskiftning og opgradering af elmålere til fjernaflæste elmålere (§ 26, stk. 3, nr. 1)
- Meromkostninger som følge af tilslutning af et nyt forsyningsområde, en større ny elforbruger, en større ny produktionsenhed eller som følge af ændringer af et forsyningsområde i forbindelse med byudvikling (§ 27)
- Gennemførelse af kabellægning af luftledninger af hensyn til forsyningsikkerheden (§ 29)

Forsyningstilsynet kan også i ekstraordinære tilfælde midlertidigt forhøje omkostningsramme og justere forrentningsgrundlaget i reguleringsperioden, såfremt en netvirksomhed på grund af en udvikling i eksogene forhold oparbejder et væsentligt negativt resultat af den primære drift [...] (§ 32).

3. Diskretionært (vurdering)

Det kan overvejes om et ønske om at fremme eller skabe sikkerhed for, at netselskaberne bidrager til elektrificeringen kan give anledning til diskretionære justeringer – svarende til den model, der er anvendt for fjernaflæste målere og kabellægning.

Én sådan mulighed kunne være en diskretionær justering af indtægtsrammen for netselskabernes faktiske omkostninger til indkøb af fleksibilitetsydelser, samtidigt med at omkostningerne holdes ude af benchmarkingmodellen. I princippet vil dette:

- Øge tilskyndelsen til at indkøbe fleksibilitetsydelser (frem for at investere i øget kapacitet), fordi der er sikkerhed for fuld omkostningsdækning fra det tidspunkt, hvor indkøbet foretages.
- Løse problemet med den mulige bias i benchmarkmodellen, der stiller fleksibilitetsydelser dårligere end kapacitetsinvesteringer.

Dette vil formentlig også bidrage til, at netselskaber og leverandørerne af fleksibilitetsydelser lettere kan nå til enighed om vilkår og betingelser i de aftaler, der skal indgås, hvilket kan være vigtigt som led i opbygningen af et velfungerende marked for fleksibilitetsydelser. Dette sidste taler – sammen med tiltagets ulemper for – at muligheden indføres tidsbegrænset. Efterhånden som anvendelsen af fleksibilitetsydelser udbredes, forbedres muligheden for at identificere netselskabernes "nye" produktionsfunktion, hvilket kan danne grundlag for eventuelt indførelse af nye automatiske justeringer og tilpasninger af benchmarkmodellen.

Én anden mulighed kunne være, at netselskaberne efter ansøgning kan få godkendt meromkostninger som følge af merinvesteringer begrundet med den øgede elektrificering. Det rejser dog spørgsmål om, hvordan betydningen af elektrificeringen kan isoleres fra de øvrige forhold, der påvirker selskabernes investeringsbeslutninger. Et sådant tiltag vil samtidig minde om indførelse af aftalebaseret regulering, jf. næste punkt.

Vurdering af diskretionær justering (fleksibilitet)

Omkostningseffektivitet



Muligheden for, at omkostninger til indkøb af fleksibilitetsydelser fuldt ud kan indregnes i indtægtsrammen svækker alt andet lige tilskyndelsen til at foretage effektive indkøb (risiko for indkøb af "forkerte" og for dyre løsninger). Betydningen heraf vil selvsagt vokse i takt med, at det samlede indkøb vokser

Forbrugerbeskyttelse



Svækkes som følge af risikoen for mindre omkostningseffektiv drift, men vil for nogle forbrugere give muligheder i forhold til at bidrage med øget fleksibilitet med de gevinster, der vil være forbundet hermed.

Forudsigelighed for investorer



Øger forudsigeligheden for investorerne, da fuld dækning for faktiske omkostninger. I det omfang, at det medvirker til en mere stabil udvikling i efterspørgslen efter fleksibilitetsydelser, vil det også skabe større forudsigelighed for leverandørerne af disse ydelser.

Understøttelse af den grønne omstilling



Ved at fjerne en del af den nuværende usikkerhed om den fremtidige anvendelse af fleksibilitetsydelser understøttes den grønne omstilling.

Administrerbarhed



Stiller nye krav til Forsyningstilsynet, der skal godkende ansøgninger om at få indregnet omkostningerne i indtægtsrammerne. Initialt, hvor der potentielt vil være mange forskellige typer af fleksibilitetsydelser og "tynde" markeder, vil det være vanskeligt at vurdere, om omkostningerne er rimelige i forhold til gevinsterne i form af større fleksibilitet i elforbruget. Dog vil konsekvenserne af at "tage fejl" være begrænsede, så længe omkostningerne samlet set er begrænsede,

4. Aftalebaseret (baggrund)

Mens den traditionelle regulering af naturlige monopoler er fokuseret på omkostningseffektivitet og lave priser for forbrugerne, er der de senere år opstået en erkendelse af, at den ikke nødvendigvis understøtter innovation og udvikling af nye ydelser, som forbrugerne ville være villig til at betale for.

Dette har ført til, at der visse steder er indført såkaldt aftalebaseret regulering. Ideen er grundlæggende, at det naturlige monopol i dialog med forbrugere, myndigheder og regulator udarbejder en forretningsplan for de kommende år, hvor det forpligter sig til fx at foretage visse typer af investeringer og udvikle nye ydelser mod til gengæld at få ret til at opkræve de indtægter, der er nødvendige for at dække eventuelle meromkostninger, inkl. en rimelig forrentning.

Aftalebaseret regulering kan tage mange former og drøftes også i en danske sammenhæng. Se fx Anita Eskensen, *Analyse: Involvering af kunder og interessenter i reguleringen af naturlige monopoler*, 2019, der er offentliggjort af Forsyningstilsynet.

Fælles er dog et udgangspunkt i en forretningsplan for de kommende år, dvs. der tages direkte højde for alle relevante fremadrettede udfordringer, muligheder osv.

Ønsket om et større fokus på det fremadrettede er også afspejlet i elmarkedsdirektivet fra 2019, der bl.a. indebærer, at netselskaberne skal udvikle netudviklingsplaner, hvori de skal fastlægge deres investeringer de kommende 5-10 år og behovet for fleksibilitets-ydelser på mellemlang og lang sigt. Disse netudviklingsplaner skal dog alene forelægges den regulerende myndighed, der dog kan anmode om ændringer i planerne, hvorfor der ikke er tale om indførsel af aftalebaseret regulering. Heri ligger også, at der ikke synes at påhvile selskaberne en forpligtelse til at gennemføre planerne, og at det fx ikke fremgår, hvad der sker, hvis planerne ikke kan realiseres inden for gældende indtægtsrammer.

Direktivet skal være implementeret inden udgangen af 2020, og det er vores forståelse, at der for nærværende pågår overvejelser om, hvordan det skal ske i Danmark.

EU-direktiv 2019/944 - Artikel 32

Incitament til anvendelse af fleksibilitet i distributionsnet

1. Medlemsstaterne sørger for det fornødne regelsæt for at give distributionssystemoperatører mulighed for og incitament til at anskaffe fleksibilitetsydelser, herunder håndtering af kapacitetsbegrænsninger i deres område, med henblik på at forbedre effektiviteten i driften og udviklingen af distributionssystemet. [...]
2. Med forbehold af den regulerende myndigheds godkendelse fastsætter distributionssystemoperatører, eller den regulerende myndighed selv, i en transparent og åben proces, der omfatter alle relevante systembrugere og transmissionssystemoperatøren, specifikationerne for de fleksibilitetsydelser, der anskaffes, og, hvor det er relevant, standardiserede markedsprodukter for sådanne ydelser, som minimum på nationalt plan. [...]
3. Udviklingen af et distributionssystem skal være baseret på en gennemsigtig netudviklingsplan, som distributionssystemoperatøren mindst hvert andet år offentliggør og forelægger den regulerende myndighed. Netudviklingsplanen skal skabe klarhed over behovet for fleksibilitetsydelser på mellemlang og lang sigt og skal fastlægge de investeringer, der er planlagt for de næste fem til ti år, med særlig vægt på den vigtigste distributionsinfrastruktur, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger, herunder ladestandere til elektriske køretøjer. Netudviklingsplanen skal ligeledes omfatte anvendelsen af fleksibelt elforbrug, energieffektivitet, energilageranlæg eller andre ressourcer, som distributionssystemoperatøren skal bruge som alternativ til systemudvidelse.
4. Distributionssystemoperatøren hører alle relevante systembrugere og de relevante transmissionssystemoperatører om netudviklingsplanen. Distributionssystemoperatøren offentliggør resultaterne af høringsprocessen sammen med netudviklingsplanen og forelægger resultaterne af høringsprocessen og netudviklingsplanen for den regulerende myndighed. Den regulerende myndighed kan anmode om, at der foretages ændringer i planerne.

4. Aftalebaseret (vurdering)

Der har som nævnt i den danske debat været en del fokus på aftalebaseret regulering gennem de senere år.

Rent principielt vil en reguleringsmodel, hvor fastsættelsen af indtægtsrammer er baseret på en (detaljeret) forretningsplan, der på den ene side beskriver de ydelser, der ønskes produceret, og på den anden side de omkostninger, der vil være forbundet hermed, da også være den eneste mulighed, der fuldt ud kan tage højde for den fremtidige udvikling, herunder hvad der samfundsøkonomisk optimalt.

Mens det således principielt altid er muligt at håndtere også komplekse problemer gennem de "rigtige" kontrakter, er det forbundet med væsentlige praktiske problemer. Usikkerhed om, hvad der måtte vise sig at være de optimale løsninger om 5-10 år og ikke mindst asymmetrisk information (mellem netselskaber, den regulerende myndighed, forbrugere og andre interessenter), betyder, at aftalebaseret regulering ikke nødvendigvis giver bedre samfundsøkonomiske udfald end de alternative reguleringsformer.

Derfor er det også svært at vurdere aftalebaseret regulering generelt op imod de relevante hensyn – vurderes der op imod idealet om den "perfekte" aftale eller en realistisk aftale? Vurderingerne til højre forsøger at tage højde for dette.

Det er vores forståelse, at der blandt de relevante myndigheder foregår overvejelser om aftalebaseret regulerings fordele og ulemper, der vil komme væsentligt dybere ned i problemstillingen, end det har været muligt inden for rammerne af nærværende opgave.

Vi skal dog pege på, at de netudviklingsplaner, som i fremtiden vil skulle udarbejdes i henhold til elmarkedsdirektivet, synes at kunne etablere en ramme for en regulering, der tilnærmer sig egentlig aftalebaseret regulering.

Vurdering af aftalebaseret regulering

Omkostningseffektivitet

–

Ideale aftaler vil definatorisk sikre omkostningseffektivitet bedre end andre reguleringsformer, der lider af forskellige erkendte mangler, herunder vil investeringseffektiviteten givet aftalernes fremadrettede natur blive styrket. I praksis vil det dog være vanskeligt at afgøre om aftalerne reelt leder til større omkostningseffektivitet. Det skyldes bl.a. manglende og usikre data, asymmetrisk information mellem selskab og regulator osv.

Forbrugerbeskyttelse

–

I princippet vil forbrugerne få ydelser, der bedre modsvarer deres behov, til omkostningseffektive priser. I praksis kan der være væsentlige afvigelser herfra.

Forudsigelighed for investorer

✓

Øger forudsigeligheden for investorerne, da fuld sammenhæng mellem netselskabernes forretningsplan og størrelsen af indtægtsrammerne for en længere periode.

Understøttelse af den grønne omstilling

✓

Vil give bedre mulighed for at understøtte den grønne omstilling, da et formål med aftalebaseret regulering netop er at kunne inddrage (ønsker til) den fremadrettede udvikling i sektoren eksplicit.

Administrerbarhed

✗

Stiller fundamentalt nye krav til Forsyningstilsynet, der vil skulle vurdere rimeligheden i netselskabernes forretningsplaner (er den forventede produktion af ydelser i overensstemmelse med samfundets behov, er de valgte produktionsmetoder og omkostninger rimelige osv.). Det vil kræve nye og flere kompetencer. Ligeledes vil det være en kompleks opgave at sikre ligebehandling af alle netselskaber og andre forvaltningsretlige krav til offentlig regulering.

5. Overvejelser om benchmarkmodellen (1/2)

Som beskrevet ovenfor knytter der sig nogen usikkerhed til samspillet mellem den nuværende økonomiske regulerings kerneelementer og den benchmarkmodel, der vil blive anvendt til at fastsætte individuelle effektiviseringskrav for de enkelte netselskaber. De potentielle udfordringer i samspillet er sammenfattet til højre.

Generelt er risikoen for et netselskab, at gennemførelsen af en i øvrigt fornuftig disposition i dag vil føre til, at det kommer til at fremstå som relativt ineffektivt i benchmarkanalysen og dermed pålægges et forholdsvist højt individuelt effektiviseringskrav.

Det er af flere årsager vanskeligt at vurdere betydningen, herunder bl.a.:

- Benchmarkmodellen er fortsat under udvikling, hvorfor det ikke er entydigt, hvad udgangspunktet for vurderingerne er.
- Idet benchmarkmodellen – som navnet antyder – netop tager udgangspunkt i en sammenligning af alle netselskaber, kan en partiel tilgang, hvor konsekvenserne af et enkelt netselskabs adfærd (fx en investering i kapacitet) vurderes i forhold til den gældende model være misvisende. Hvis alle netselskaber således (parallelt) foretager de samme investeringer i netkapacitet, påvirkes vurderingen af det enkelte selskabs relative effektivitet ikke.
- Der er ikke nødvendigvis en "en-til-en"-sammenhæng mellem resultaterne fra benchmarkmodellen og de individuelle effektiviseringskrav, som Forsyningstilsynet vil fastsætte. Fx indeholder reguleringen et loft, ligesom der anvendes en forsigtighedsprincip, der betyder, at de individuelle effektiviseringskrav fastsættes lavere end det effektiviseringspotentiale, der fremkommer af benchmarkmodellen.

Potentielle skævheder i benchmarkmodellen

Cykliske investeringer

Idet afskrivninger og forrentningsgrundlag opgøres på grundlag af bogførte værdier, kommer selskaber med "nye" net til at fremstå som mindre effektive end selskaber med "gamle" net.

Problemstillingen er anerkendt af regulator, men begrænsninger ift. data betyder, at der ikke i dag findes bedre alternativer.

Timing af investeringer i netkapacitet

Et netselskab, der investerer i en forøgelse af netkapaciteten, kan i perioden, indtil den øgede kapacitet matches af en tilsvarende forøgelse af efterspørgslen, fremstå som relativt ineffektivt.

Idet timingen af netinvesteringer i væsentlig grad bestemmes af netskomponenternes levetid, er det et spørgsmål, om denne effekt i praksis vil have stor indflydelse på selskabernes investeringsadfærd.

Omfang af investeringer i netkapacitet

Et netselskab, der investerer i en forøgelse af netkapaciteten, kan, hvis der ikke viser sig behov for hele den forøgede kapacitet, fremstå som relativt ineffektivt.

Betydning vil bl.a. afhænge af meromkostningerne ved at skabe en netkapacitet på $X > Y$ i en situation, hvor der under alle omstændigheder er behov for en grundlæggende netreovering. Også betydning, om og i hvilket omfang fleksibilitetsydelser bliver et reelt og fleksibelt alternativ til netkapacitet.

Fleksibilitetsydelser kontra netkapacitet

Benchmarkmodellen synes at kunne give en bias, der giver netselskaberne en tilskyndelse til at investere i udvidelser af netkapaciteten frem for at købe fleksibilitetsydelser.

Som omtalt ovenfor vanskeligt at vurdere den reelle betydning, Efterhånden som anvendelsen af fleksibilitetsydelser øges, må det antages, at det fanges i benchmarkmodellen, eventuelt således at der kan inddrages flere end de nuværende tre ydelser i modellen.

5. Overvejelser om benchmarkmodellen (2/2)

Udover vanskeligheden ved at vurdere den praktiske betydning af de potentielle skævheder, der kan være ved benchmarkmodellen, er det svært at pege på konkrete forslag til ændringer af modellen, der vil mindske skævhederne.

Den version af modellen, der arbejdes med, er baseret på et grundigt forarbejde af Benchmarkingspertsgruppen, som i deres arbejde tog udgangspunkt i 10 succeskriterier (se boks til højre). Der er ikke grundlag for at antage, at et genbesøg i det analytiske grundlag for dette arbejde to år efter færdiggørelsen og med anvendelsen af samme succeskriterier vil føre til andre resultater.












Samtidigt er kerneproblemet, at flere af de mulige skævheder i modellen som nævnt skyldes en formodning om, at netselskabernes "produktionsfunktion" vil ændres gradvist i de kommende år. Dette kan en benchmarkmodel, der nødvendigvis må baseres på faktiske (historiske) data, selvsagt ikke fange.

Idet løsningen ikke kan være at afskaffe benchmark til at vurdere netselskabernes effektivitet – det er godt værktøj i reguleringen af naturlige monopoler – er der her og nu begrænsede muligheder for adressere eventuelle skævheder:

- Dele af netselskabernes omkostningsbase holdes (midlertidigt) uden for benchmarkmodellen, jf. overvejselsen herom under diskretionære justeringer ovenfor. Dette bryder med princippet om neutralitet over for forskellige typer af opgaveløsning, men så længe omfanget af de omkostninger, der undtages, er begrænset, vil konsekvenserne heraf at være begrænsede.
- Der indføres justeringer i den måde, hvorpå Forsyningstilsynet oversætter resultaterne fra benchmarkmodellen til individuelle effektiviseringskrav (lavere loft, større korrektion med henvisning til forsigtighedsprincippet).

På længere sigt vil det være forventningen, at den "nye" produktionsfunktion vil afspejles i netselskabernes omkostningsstruktur og dermed i nye versioner af benchmarkmodellen.

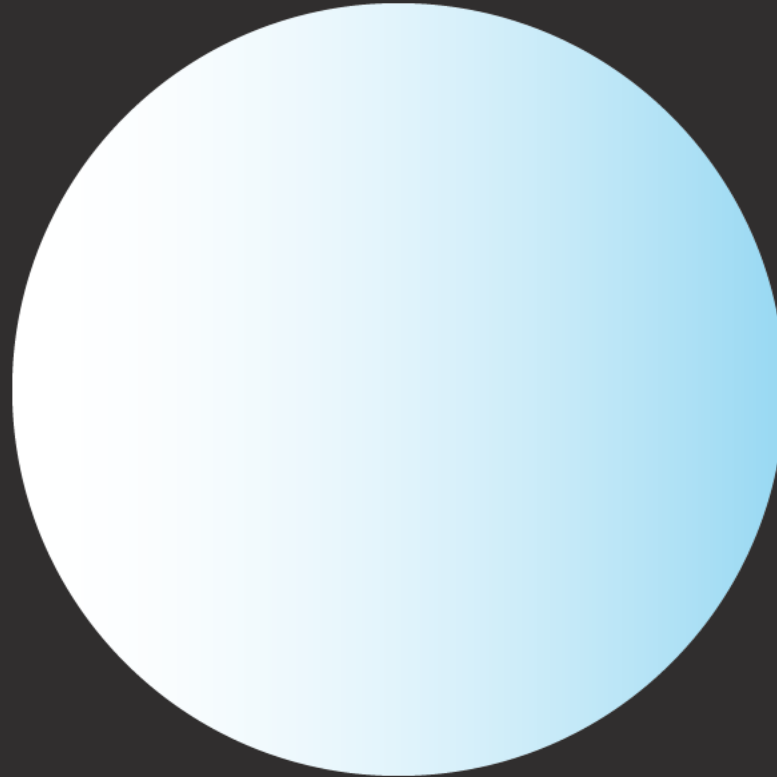
Tabel 3 | **Opfyldelse af succeskriterierne for Benchmarkingspertsgruppens anbefalinger**

Succeskriterier	Opfyldelsesgrad
Overordnet succeskriterie: <i>Benchmarkingmodellen skal erstatte det konkurrencepres der er på et marked med effektiv konkurrence og resultere i effektfulde og rimelige krav</i>	
1. Administrerbar indenfor rimelige rammer	
2. Retvisende og saglig model	
3. Enkel, operationel og robust model	
4. Modellen bygger på empiriske data	
5. Usikkerheder håndteres i data, model og udmøntning (vedrørende udmøntning jf. succeskriterie 6)	
6. Udmøntningen stiller fair krav til mulig forandringshastighed	
7. Er ikke til hinder for strukturel udvikling af branchen	
8. Neutral overfor forskellige typer af opgaveløsning	
9. Relevante udenlandske erfaringer er indbygget	
10. Branchen har aktivt været inddraget i processen	

Kilde: Sekretariatet for Benchmarkingspertsgruppen.

Kilde: Benchmarkingspertsgruppen, *Benchmarkingrapport – afsluttende rapport*, februar 2017.

Fase 3. Behov for at ændre reguleringen



Fase 3. Behov for justeringer af regulering (1/2)

Sammenfattende kan det på baggrund af de gennemførte analyser anføres, at:

- Energistyrelsen vurderer, at det samlede elforbrug kan blive næsten fordoblet over de næste 20 år.
- Det forekommer ikke realistisk, at netselskaberne kan skabe grundlag for denne elektrificering af det danske samfund uden en stigning i deres samlede omkostninger.
- Der er imidlertid betydelig usikkerhed om størrelsen af denne omkostningsstigning. Det skyldes bl.a. usikkerhed om den fremtidige elefterspørgsel og dens sammensætning, der kan have væsentlig betydning for belastningen af distributionsnettene. Og det skyldes usikkerhed i forhold til udviklingen af nye teknologier, der kan ændre forbrugsmønstret (fleksibilitetsydelser, lagringsteknologier mv.).
- Usikkerheden er bl.a. illustreret i delanalyse 1, der har taget udgangspunkt i Dansk Energis analyse af effekt- og investeringsbehov i eldistributionsnettet som følge af udbredelse af elbiler (og til dels varmepumper), der angiver et væsentligt spænd mellem et "dyrt" og et "smart" scenarie. Det bemærkes, at denne analyse er fokuseret på sektorens egne investeringer, men at der i det "smarte" scenarier må forventes højere omkostninger til indkøb af fleksibilitetsydelser (der bl.a. skal dække investeringer i andet end net, fx "smarte" ladestandere). Det understøtter vurderingen af, at de samlede omkostninger i eldistributionen vil stige som følge af elektrificeringen.
- Tryktesten af den eksisterende økonomiske regulering har vist (i) at netselskaberne (varigt) underkompenseres ved en stigning i deres omkostningsniveau generelt, (ii) at benchmarkmodellen indebærer en risiko for, at "first movers" blandt netselskaberne fremstår som ineffektive og pålægges et højere individuelt effektiviseringskrav og (iii) at benchmarkmodellen kan favorisere investeringer i netkapacitet på bekostning af indkøb af fleksibilitetsydelser.

Fase 3. Behov for justeringer af regulering (2/2)

- Disse problemer opstår grundlæggende, fordi reguleringen er baseret på historiske sammenhænge mellem ydelser og omkostninger og derfor ikke fanger ændringer i omkostninger, der i dag afholdes af netselskaberne for at imødekomme en fremtidig efterspørgsel og nye krav og muligheder i forhold til effektiv levering af el til forbrugerne.
- Den tilgang, der ligger grund for den nuværende regulering, fanger definatorisk ikke fremadrettede elementer, der væsentligt ændrer netselskabernes omkostningsniveau og fordeling på omkostningstyper. En fuld internalisering af fremtidige forhold kan principielt kun ske ved, at der bygges et element af aftalebaseret regulering ovenpå den nuværende. Dvs. et system, hvor den indtægtsramme, der fremkommer af den nuværende regulering, inkl. effektivisering krav mm., kan forøges, hvis netselskaberne kan begrunde et højere fremtidigt omkostningsniveau med stigende eller ændrede behov hos forbrugerne. Det er imidlertid ikke givet, at denne løsning fører til udfald, der samfundsøkonomisk bedre, og da den repræsenterer en fundamental anden tilgang til reguleringen af naturlige monopoler, ligger det uden for rammerne af nærværende analyse at konkludere, om det er en vej, der anbefales at gå.
- I forhold til mulige justeringer på kortere sigt kan vi navnlig pege på muligheden for tiltag, der kan fremme netselskabernes køb af fleksibilitetsydelser. En løsning, der mindsker netselskabernes risici væsentligt i forbindelse med indgåelse af aftaler med leverandører af fleksibilitetsydelser, kunne have gavnlige virkninger i forhold til at udvikle et marked som i dag er "umodent", hvor det ikke med sikkerhed vides, hvilke løsninger der vil være de bedste, hvilke leverandører der har de bedste løsninger osv. Den reducerede risiko for netselskaberne vil modsvares af en højere risiko for elforbrugerne, men dette skal ses i lyset af, at et velfungerende marked for fleksibilitetsydelser på sigt vil kunne reducere omkostningerne ved den grønne omstilling væsentligt.



Kontakt

DAMVAD Analytics
Overgaden Oven Vandet 62,
DK-1415 Copenhagen K

DAMVAD Analytics
Engelbrektsgatan 5,
114 32 Stockholm

Partner Asbjørn Boye Knudsen
Tlf. +45 2022 7443
Mail abk@damvad.com