

Redegørelse om mulighederne for og virkningerne af dynamiske tariffer for elektricitet

Juni 2010

Rapporten er en redegørelse fra Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer.

Regeringen (Venstre og Det Konservative Folkeparti), Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti og Det Radikale Venstre har i oktober 2009 indgået en aftale, som bl.a. vedrører ordningen i elpatronloven. I aftalen hedder det bl.a.:

Klima- og energiministeren fremlægger inden den 1. juni 2010 en redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede tariffer for elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske tariffer).

Redegørelsen er forberedt af Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer, der er sammensat af repræsentanter for Energistyrelsen, Finansministeriet, Skatteministeriet, Energitilsynets sekretariat, Energinet.dk, Dansk Energi, DI/DI Energibranchen samt Forbrugerrådet. Energistyrelsen har varetaget formandskab og sekretariat for arbejdsgruppen.

Analysearbejdet blev afsluttet i juni 2010.

Indhold

1. Indledning, sammenfatning og anbefalinger.....	9
1.1. Indledning	9
1.2. To redegørelser	10
1.3. Arbejdsgruppens sammenfatning og anbefalinger.....	11
2. Redegørelsesafsnit.....	17
2.1. Vedvarende energi udfordrer og giver muligheder.....	17
2.1.1 Vedvarende energi fluktuerer	17
2.1.2 Nye anvendelsesområder for el på kort og lang sigt	18
2.1.3 El-nettets kapacitet.....	20
2.1.4 Styring af elforbrug	21
2.1.5 Forbrugernes el-målere.....	22
2.2. Dynamisk tarifiering af netvirksomhedernes kort- og langsigtede omkostninger	22
2.2.1 Opsummering.....	22
2.2.2 Indledning.....	23
2.2.3 De kostægte tariffer baseres på netvirksomhedernes marginalomkostninger	23
2.2.4 Forskel på kort og lang sigt	24
2.2.5 Netvirksomhedernes samlede omkostninger.....	25
2.2.6 Netvirksomhedernes marginalomkostninger ved et øget forbrug	25
2.2.7 Forskellige rammevilkår afføder forskellige omkostningsstrukturer og forskellig tarifiering	26
2.3. Transmissionstarifiering for el.....	27
2.3.1 Opsummering.....	27
2.3.2 Overordnede principper.....	28
2.3.3 Måling af aktivitetsniveau i transmissionsnettet.....	28
2.3.4 Sæsonvariation	29
2.3.5 Års- og timevariation	29
2.3.6 Transmission og forbrug.....	29
2.3.7 Transmission og vindproduktion.....	30
2.3.8 Transmission og transit	30
2.3.9 Konklusion.....	30

Bilag 1 - Beskrivelse af tariffer	33
Tarifelementer	34
Energinet.dk.....	34
Nettarif, 400/150/132 kV.....	34
Systemtarif	35
PSO-tarif	35
Netvirksomhederne.....	35
Netabonnement.....	36
Lokal nettarif.....	36
Netvirksomhedernes principielle overvejelser bag tarifieringen i dag.....	37
Fordelingsnøgler.....	38
Abonnement eller forbrugsafhængig.....	38
Driftsomkostninger	39
Drifts- og vedligeholdelse	39
Målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger)	39
Kundeadministration.....	40
Overordnet teknisk administration.....	40
Generel administration	40
Afskrivninger	40
Netaktiver, eksklusive målere.....	40
Målere	41
Driftsmidler og inventar	41
Bygninger, ekskl. transformestationer	41
Øvrige omkostninger.....	42
Omkostninger til rådgivning om energibesparelsesaktiviteter	42
Omkostninger til rådgivning om elsikkerhed.....	42
Omkostninger til arbejde med elsikkerhed	42
Omkostninger ved nettab	42
Omkostninger til sikring af forbrugerindflydelsen.....	43
Ydelser til afvikling af tjenestemandspensionsforpligtelser.....	43
Omkostninger til tilsyn og kontrol.....	43
Rimelige omkostninger til demontering af luftledninger.....	44
Forsikringspræmier	44

Øgede driftsomkostninger til målinger i henhold til måleforskrifter	44
Driftsomkostninger som følge af kabelfejl.....	44
Omkostninger ved aktualisering af eventualforpligtelser	45
Bilag 2 - Om nettabstarif.....	47
Bilag 3 - Reguleringen på elforsyningsområdet.....	49
Bilag 4 - De nye anvendelsesområder for el.....	51
El-patroner	51
Generelt	51
By-pass	52
Potentiale for individuelle varmepumper	53
Potentiale for kollektive varmepumper	54
Potentiale for el-biler	54
Bilag 5 - Medlemmer af Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer.....	57

1. Indledning, sammenfatning og anbefalinger

1.1. Indledning

Der er internationale forpligtende målsætninger for Danmark om 30 pct. vedvarende energi i det endelige energiforbrug i 2020 og 10 pct. vedvarende energi i transport. Og med regeringens vision og mål for dansk klima- og energipolitik om 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler kan udviklingen kun forventes at gå én vej, nemlig mere vedvarende energi i energisystemet.

Dansk energiforsyning står dermed over for en omstillingsproces på produktionssiden, som udgør en udfordring for det samlede energisystem, hvor omstillinger på forbrugssiden kan være en del af løsningen. Omstillingsprocessen rummer samtidig nye attraktive muligheder for samfundet.

Der er analyser, der viser, at øget elektrificering af samfundets sektorer som fx opvarmning via varmepumper og transport via elbiler kombineret med overgangen til elproduktion baseret på vedvarende energikilder under visse forudsætninger kan blive et centralt element i fremtidens energisystem uafhængigt af fossile brændsler. Men hvornår og i givet fald hvordan og hos hvem den øgede mængde vedvarende energi vil finde anvendelse, afhænger af mange forhold og er usikker.

Med den nuværende el-produktion og el-efterspørgsel reguleres udbuddet af el for at matche den relative ufleksible el-efterspørgsel. I en fremtid med udbygning af elproduktionen fra især vindmøller og på sigt solceller, der ikke kan styres i samme grad som den hidtidige produktion fra centrale kraftværker, vil der kunne opstå store usystematiske udsving i udbuddet. På efterspørgselsiden kan nye anvendelsesområder over døgnet skabe potentielt store lokale systematiske udsving i elforbruget, der vil udfordre distributionen af el. Omvendt er de nye anvendelsesområder for el mere fleksible og elforbrug kan blive et af flere elementer til at nyttiggøre den fluktuerende el-produktion fra vedvarende energi og derved bidrage til visionen om at frigøre landets energiforsyning fra fossile brændsler.

Aktuelt tariferes elforbrugere i vid udstrækning efter net- og transmissionsvirksomhedernes gennemsnitlige omkostninger over en tidsperiode. En tarifiering, der i højere grad afspejler de bagvedliggende marginalomkostninger, kan give et mere præcist signal om de omkostninger forbruget reelt giver anledning til. Denne dynamiske tarifiering vil kunne give mulighed for at aktivere elforbrugere i elmarkedet. Dynamisk tarifiering vil dog, alt andet lige, give anledning til et øget informationsbehov med efterfølgende højere administrative omkostninger end den traditionelle tarifiering. Det er derfor vigtigt at vurdere gevinsten ved den dynamiske tarifiering i forhold til den samfundsøkonomiske omkostning ved tarifieringen. Endvidere er det vigtigt, at tarifieringen fortsat sker på en enkel og for forbrugere let gennemskuelig måde.

1.2. To redegørelser

Konsulentfirmaet EA Energianalyse og Risø DTU har den 9. juni 2009 færdiggjort en analyse i form af rapporten: *Bedre integration af vind. Analyse af elpatronloven, treledstariffen for mindre kraftvarmeanlæg, afgifter og andre væsentlige rammebetingelser.*

På baggrund af analysens anbefalinger og med henblik på bedre at integrere vind i energisystemerne har regeringen (Venstre og Det Konservative Folkeparti), Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti og Det Radikale Venstre indgået en aftale, som bl.a. vedrører ordningen i elpatronloven. Denne aftale har følgende indhold:

1. Elpatronloven gøres permanent.
2. Krav om ejerskab lempes, så ordningen også gælder:
 - a. Fjernvarmeværker uden egen kraftvarmekapacitet, der leverer til fjernvarmenet, hvor hovedparten af varmen kan forsynes fra kraftvarmeenheder.
 - b. Virksomheder med kraftvarmekapacitet, hvor varmen bruges i samme interne varmesystemer.
3. Skatteministeren fremlægger inden den 1. juni 2010 en redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske afgifter).
4. Klima- og energiministeren fremlægger inden den 1. juni 2010 en redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede tariffer for elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske tariffer).
5. Energiaftalepartierne orienteres årligt om udviklingen i mindre kraftvarmeværkers overgang til markedsvilkår på baggrund af opgørelser fra Energinet.dk, første gang i juni 2010. De små værker kan dog fortsat anvende treledstariffen, hvis de måtte ønske det.
6. Energinet.dk undersøger mulighederne for at udvikle rammerne for regulerkraftmarkedet, således at elforbrug og andre mindre enheder kan indgå i regulerkraftmarkedet. Energinet.dk rapporterer herom inden den 1. juni 2010.

Klima- og energiministerens redegørelse for dynamiske eltariffer på forbrugssiden følger nedenfor. Redegørelsen er forberedt af Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer, der er sammensat af repræsentanter for Energistyrelsen, Finansministeriet, Skatte-

ministeriet, Energitilsynets sekretariat, Energinet.dk, Dansk Energi, DI/DI Energibranchen samt Forbrugerrådet. Energistyrelsen har varetaget formandskab og sekretariat for arbejdsgruppen.

1.3. Arbejdsgruppens sammenfatning og anbefalinger

I en fremtid med udbygning af el-produktionen fra især vindmøller og på sigt solceller samt nye anvendelsesområder for el forventes en højere grad af usystematiske udsving i el-produktion og systematiske udsving i efterspørgslen over både døgnet og længere perioder. Det vil blive en udfordring for det samlede elforsyningssystem at få de fleksible udsving i den øgede efterspørgsel af el til at matche det øgede udbud af el fra ufleksible kilder. De nye anvendelsesområder på forbrugssiden forventes på sigt at kunne bidrage til, et større potentiale til at regulere efterspørgslen i forhold til udbuddet af el, og derved at de samfundsøkonomiske omkostninger ved omstillingen mindskes.

En højere andel af vedvarende energi i el-produktionen betyder substitution væk fra traditionelle fossile brændsler. Samtidig medvirker teknologisk udvikling til, at elektriciteten finder nye flere anvendelsesmuligheder fx i el-biler. Teknologien kan også føre til, at de tjenester, der fremstilles ved el, bliver mere energieffektive.

Flere af de nye anvendelsesområder bærer muligheder og udfordringer med sig. De har et relativt stort selvstændigt elforbrug, der kan give lokalt store udsving i el-efterspørgslen på et givent tidspunkt af døgnet, hvilket kan give behov for styring efter netkapacitet. Omvendt kan forbrugerne benytte dem med en større fleksibilitet end med det meste af vanligt elforbrug, og det kan derfor potentielt blive muligt at få indflydelse på variationer i forbruget over døgnet, hvorved efterspørgslen i højere grad kan matches til udbuddet. Dette kan i sig selv begrunde overvejelser om, hvorvidt det vil give et mere korrekt prissignal at indføre tariffer, der varierer med forbrugets reelle omkostninger (dynamiske tariffer).

Konkret omfatter de potentielle nye anvendelsesområder for tiden varmepumper i store varmesystemer og individuelle varmepumper med eller uden tilhørende varmelager, elpatroner, der allerede er moden teknologi, og på længere sigt eventuelt elbiler, men andre kan være på vej.

Incitamenterne for samfund, forbrugere, netvirksomheder og systemansvarlig virksomhed (Energinet.dk) til at løse de kommende udfordringer går i samme retning: Alle ønsker at løse udfordringerne så omkostningseffektivt som muligt og bidrage til opfyldelse af de klima- og energipolitiske mål.

Ved udformningen af dynamiske tariffer kan et princip være at lade forbrugstarifferne afspejle marginalomkostningen ved et øget forbrug på det aktuelle tidspunkt og i det

aktuelle el-net, da forbrugeren herved gives incitament til at tilpasse sit forbrug afhængigt af omkostningerne ved forbruget. Dette gælder principielt både de lokale el-net og transmissionsnettet. Gevinsterne ved rette prissignaler vil dog skulle sammenholdes med eventuelt ekstra administrative omkostninger. I den forbindelse bør forventningerne til fleksibiliteten i forbruget og effekten af korrekte prissignaler blandt andet vurderes ud fra en overvejelse om virksomheder og husholdningers risikoafdækning, der for virksomheder, der i dag har mulighed for varierende priser, i høj grad udligner prisvariationer gennem prisfastsættelse i langsigtede kontrakter.

Variationer i udbud og efterspørgsel giver forskellige udfordringer for henholdsvis distributions- og transmissionsnettet. For Energinet.dk, der er ansvarlig for det overordnede transmissionsnet, vurderes den primære udfordring at blive administrationen af de store usystematiske udsving i udbud både fra fx vindenergien og fra importen og eksporten af el. Dette underbygges blandt andet af, at der på nuværende tidspunkt ikke er indikationer af, at variationer i forbruget giver systematiske variationer i marginalomkostningerne til transmissionsnettet.

For netselskaberne, der er ansvarlige for de lokale distributionsnet, vurderes den primære udfordring at være administrationen af de potentielt store systematiske variationer i efterspørgslen over døgnet og over geografiske områder. Kan spidsbelastningen af et lokalt net reduceres i en fremtid med øget elforbrug, kan behovet for og omkostningerne til udbygning af nettet også reduceres.

Kommende teknologier til at udnytte el vurderes primært at ville kunne reguleres for at afhjælpe udfordringerne i distributionsnettet, idet det er den systematiske variation, der er mest oplagt at påvirke gennem tarifiering. Dynamisk tarifiering vurderes derfor med den forventede teknologi mest lovende for netvirksomhederne, mens lagringsteknologier og patroner kan få indflydelse på udfordringerne i forbindelse med transmissionsnettet, idet de usystematiske udsving i udbuddet herved kan udlignes. Udfordringen for transmissionsnettet er dog ikke grundigt belyst i det følgende. Det kan derfor ikke udelukkes, at der på sigt vil kunne opstå en situation, hvor dynamisk tarifiering af efterspørgslen kan være en samfundsøkonomisk gevinst også med hensyn til transmissionsnettet.

Distributionsnettet

En eventuel fremtidig tarifiering efter marginalomkostninger afviger fra aktuelt anvendte metoder for tarifiering for netselskaberne, hvor forbrugerne i vid udstrækning tariferes efter de gennemsnitlige omkostninger ved forbruget. Dynamisk nettatarifiering vurderes at flugte med elforsyningslovens princip om omkostningsægthed.

Generelt gælder det, at alle netomkostninger er variable på lang sigt, da netvirksomhederne på lang sigt kan tilpasse dimensioneringen af nettet. Det skal samtidig også

understreges, at en tarifiering ud fra relativt kortsigtede marginalbetragtninger ikke vil kunne sikre netvirksomhederne dækning for de mange generelle omkostninger samt forrentning af kapitalen, som i dag udgør en stor del af tarifferne i en del tilfælde.

Ved opgørelsen af de marginale omkostninger er det ikke tilstrækkeligt at betragte de kortsigtede marginalomkostninger, der stort set udelukkende udgøres af omkostninger til nettab. Dynamiske tariffer vil også skulle afspejle, at de langsigtede marginalomkostninger ved en øget spidsbelastning kan være endog meget store. Ved en eventuel omlægning til dynamisk tarifiering bør nettatariffen (distributionstariffen) så vidt muligt afspejle forbrugets aktuelle marginale omkostningsbelastning af netvirksomheden.

Desuden skal netvirksomhedernes omkostninger - og evt. også sparede omkostninger - til netudbygning indregnes, da dette vil sikre, at slutkunderne modtager prissignaler, der gør dem i stand til at beslutte, om de helst vil flytte forbrug eller betale for en øget netkapacitet.

Disse forhold kan medføre betragtelige prisudsving inden for samme døgn og evt. også inden for samme netområde¹. Så længe prisudsvingene imidlertid afspejler reelle omkostningsforskelle ved forbrug til forskellig tid og sted, vil tarifieringen være i overensstemmelse med princippet om omkostningsægthed. Det betyder bl.a., at den forudsigelighed og vished om fremtidige tariffer, der hidtil har været kendt i den danske tarifmodel, i nogen grad vil blive afløst af en mere aktuel og adfærdsregulerende tarif.

I den nuværende tarifieringsmodel er den enkelte netvirksomhed ansvarlig for beregning af deres respektive eltariffer i henhold til elforsyningslovens princip om omkostningsægthed. Energitilsynet skal i dag godkende metoderne for tariffastsættelsen, men ikke de konkrete tariffer. De konkrete tariffer skal anmeldes til Energitilsynet, og tarifomlægninger skal varsles overfor forbrugerne i god tid. Ved en eventuel fremtidig overgang til dynamiske tariffer må det forventes, at netvirksomhedernes varslingsmuligheder ændres.

Med en eventuel indførsel af dynamiske tariffer stiger kravene til den enkelte netvirksomheds kendskab til forhold i eget netområde - herunder omkostningernes sammenhæng med udsving i forbruget. Ansvaret for tariffastsættelsen bør derfor fortsat ligge hos netvirksomhederne, der besidder størst viden om henholdsvis lokale tekniske og økonomiske forhold og systemomkostninger. Den lokale netvirksomhed er således også nærmest til at vurdere besparelser og omkostninger ved indførsel af dynamiske tariffer for brug af det lokale og det overordnede net.

¹ Det geografiske område, som netvirksomheden har fået bevilling til.

I den sammenhæng er det essentielt, at tilskyndelsen til at reagere på de dynamiske tariffer overstiger transaktionsomkostningerne og et evt. komforttab. Endvidere er det vigtigt, at det regulerende tarifdesign udformes på en måde, der sikrer en reel spredning af elforbruget og ikke blot flytter en "spids" fra ét tidspunkt til et andet. Det vurderes tvivlsomt, at gevinsten ved at rette dynamiske tariffer mod husstande med "vanligt" elforbrug overstiger den administrative omkostning ved den dynamiske afregning. Derimod vurderes der på sigt at være et potentiale i forbindelse med kunder, der benytter el til de nye anvendelsesområder såsom el-patroner (i fjernvarmesektoren), varmepumper (både i fjernvarmesektoren og individuelt) eller el-biler. I husstandene er elforbruget pr. forbrugssted (lampested) i dag lille og ufleksibelt, hvorimod el til varmepumper eller el-biler er højt pr. forbrugssted og potentielt fleksibelt.

Transmissionsnettet

Da Energinet.dk's tariffer bygger på omkostningsdækning, kan såvel øgede omkostninger til netudbygning, herunder til forstærkede udlandsforbindelser, og øgede eller faldende omkostninger til systemdrift ved ændret forbrugsmønster afspejles ved indførelse af dynamiske tariffer. Også for Energinet.dk gælder, at forbrugerne så vidt muligt bør tariferes efter de omkostninger, som deres forbrug giver anledning til.

Energinet.dk's analyser viser dog, at udnyttelsesgraden i transmissionsnettet varierer tilfældigt over døgnet og året uden sammenhæng med tiden. Dette skyldes, at det mest er udbudssiden, som afgør belastningen. Energinet.dk finder heller ikke sammenhæng mellem forbrugets størrelse og transmissionsnettets udnyttelse, hvilket indebærer, at man ikke forlods kan udpege bestemte tidsrum som særligt kritiske eller dimensionerende for transmissionsnettets udbygning. Energinet.dk har ud fra dette vurderet, at det er mest retvisende, at fastsætte nettarriffen som en enhedstarif, men vil belyse spørgsmålet nærmere med henblik på at vurdere, hvorvidt det på sigt kan være en gevinst for samfundet at indføre marginalt omkostningsægte dynamiske tariffer.

Ved den givne forudsætning om, at der i almindelighed er rigelig kapacitet i transmissionsnettet, vil det tilsige, at det marginale elforbrug i de færreste tilfælde skal belastes ved et princip om marginal omkostningsægthed. Energinet.dk skal dog have dækket sine gennemsnitlige omkostninger, der er højere end de marginale. Hvordan dette kan ske uden at forstyrre rette prissignal, vil også blive belyst.

Endvidere vil det kræve en selvstændig analyse at fastslå, hvorvidt en eventuel indføring af dynamisk tarifering på sigt vil kunne anvendes for Energinet.dk's ydelser inden for gældende lovgivning.

Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer anbefaler, at

1. den lokale netvirksomhed ud fra sit kendskab til lokale forhold fortsat er ansvarlig for udformningen af fremtidens tariffer i henhold til metoder, der er godkendt af Energitilsynet.
2. Energinet.dk ud fra sit kendskab til transmissionssystemet og systemomkostninger fortsat er ansvarlig for udformningen af en evt. dynamisk net- og systemtarif.
3. den lokale nettarif på netvirksomhedens initiativ kan udformes således, at denne afspejler netvirksomhedens marginalomkostninger, dvs. at en dynamisk tarif fx indeholder:
 - i. en nettabstarif (kortsigtede omkostninger).
 - ii. omkostninger, herunder evt. sparede, til netudbygning (langsigtede marginal omkostninger).
 - iii. dækning af generelle omkostninger og forrentning udover marginale omkostninger på en måde, der mindst forstyrrer rette prissignal.
4. ved en eventuel omlægning af den lokale nettarif skal hensynet til forbrugeren overvejes nøje, så afregningen fortsat kan ske ud fra rimelige, gennemsigtige og ikke-diskriminerende principper. Herunder skal elforbrugernes regninger ved en eventuel omlægning vedvarende udformes, så de fortsat er forståelige for modtagerne, og oplysninger om nettariferingsprincipperne og tarifieringen skal være tilgængelige.
5. der tages initiativ til en vurdering af, om der er behov for ændring af prisbestemmelserne i elforsyningsloven for at sikre, at de lokale netselskaber har adgang til eventuelt at tarifere ud fra et marginalomkostningsprincip (service-check af elforsyningslovens prisbestemmelser).
6. det accepteres, at Energitilsynet fortsat godkender netvirksomhedernes og Energinet.dk's tariferingsprincipper, men ikke konkrete tariffer.

Det er arbejdsgruppens opfattelse, at efficient tarifiering er vigtig for, at fremme et effektivt marked med øget el-efterspørgsel, og en øget andel af fluktuerende vedvarende energi i el-systemet. En tarifiering baseret på marginale og ikke gennemsnitlige omkostninger kan give et mere korrekt prissignal fra markedet til forbrugeren. De marginale omkostninger angiver, hvad det koster at tilvejebringe én ekstra (marginal) enhed. Effektiv ressourceallokering og efficiensteori foreskriver, at kun hvis samfun-

det, dvs. kunderne og virksomheden, er villige til at betale den marginale omkostning, skal virksomheden stille denne enhed til rådighed.

Det er væsentligt, at forbrugerne på enkel og let forståelig vis informeres om forventede tarifudsving.

Arbejdsgruppen er samtidig af den opfattelse, at en dynamisk tarifiering på sigt med nye anvendelsesområder for el og udbygning af ufleksibel elproduktion vil rumme et samfundsøkonomisk perspektiv. Gevinsterne ved rette prissignaler vil dog skulle sammenholdes med eventuelt ekstra administrative omkostninger og overvejelser om risikoafdækning.

Det er også arbejdsgruppens opfattelse, at den sandsynlige udbredelse af el-patroner i de nærmest kommende år - sammenholdt med, at Østdanmark og Vestdanmark i 2010 bindes sammen med den elektriske Storebæltsforbindelse - indebærer, at overskuds-el og/eller billig el kan opsuges af el-patroner i bl.a. fjernvarmesektoren. Et øget omfang af elektriske apparater såsom varmepumper og el-biler vil på sigt kunne supplere og i visse tilfælde erstatte el-patroner.

Det er tillige arbejdsgruppens opfattelse, at en omlægning af den nuværende tarifiering til dynamisk tarifiering ganske kan føre til mere omkostningsægte prisfastsættelse af netvirksomhedernes og Energinet.dk's ydelser, men det fordrer viden om, hvorledes dynamiske tariffer virker i forhold til især netvirksomhedernes ydelser.

2. Redegørelsesafsnit

2.1. Vedvarende energi udfordrer og giver muligheder

2.1.1 Vedvarende energi fluktuerer

Dagens el-system er bygget op gennem mange år ud fra, at strømmen skal produceres, når forbrugerne har behov for den. Denne situation kan imidlertid lejlighedsvis blive ændret, når el-systemet tilføres store mængder vedvarende energi såsom vindkraft og solceller med følgende usystematiske udsving i produktionen. Det kan derfor blive aktuelt at motivere til og fjerne barrierer for, at efterspørgslen på elforbrug kan variere i forhold til udbuddet samt at give incitament til alternative anvendelser af el, der kan substituere det eksisterende forbrug af fossile brændsler med el. Det kan være en af måderne, hvorved den miljøvenlige, men fluktuerende vedvarende energi kan nyttiggøres.

Vedvarende energi er allerede i dag en integreret del af den danske energiforsyning. Konsekvenserne af de usystematiske fluktuationer i el-produktionen fra denne er derfor ikke noget nyt problem. Løsningen har hidtil været, at variere udbuddet af el ved at øge el-eksporten og eventuelt nedregulere kraftværkernes produktion, når det fx blæser meget. Det sker gennem markedets prissignaler, der omvendt også kan medføre import af el. Udbygningen med især vindkraft i vores nabolande samt samkørbindingernes kapacitet begrænser imidlertid mulighederne for ubegrænset udveksling af el.

Med øget tilgang af el fra vedvarende energi i de kommende år kan tiltag og løsninger, der øger anvendelsesområderne for fluktuerende el i lokale net, være hensigtsmæssige. Samtidig har teknologiske fremskridt medvirket til en højere rentabilitet ved el-anvendelse på en række nye områder. Denne udvikling forventes at fortsætte, så elektricitet kommer til at erstatte en stadigt stigende andel af øvrigt energiforbrug. De nye anvendelsesområder kan sikre, at der sker en samfundsøkonomisk fornuftig nyttiggørelse af produktionen af el fra de kommende års betydelige udbygning med fluktuerende vedvarende energi, men samtidig udfordrer de nettet på grund af lokale udsving i elforbruget.

Med dette perspektiv in mente stilles netvirksomheder over for det principielle valg enten at udbygge netkapaciteten dækkende maksimal lokal belastning, tage skridt til direkte forbrugsstyring via styringsteknik eller påvirke forbrugeradfærden gennem dynamisk tarifiering. Forbrugsstyring via styringsteknik eller incitamentsstyring gennem dynamisk tarifiering kan potentielt bidrage til at mindske behovet for netudbygning til gavn for samfundsøkonomien. Gennem dynamisk tarifiering vil der samtidig

ske markedsgørelse af elforbruget. Dynamisk tarifiering vil dog, alt andet lige, give anledning til et øget informationsbehov med efterfølgende højere administrative omkostninger end den traditionelle tarifiering. Det er derfor vigtigt, at vurdere gevinsten ved den dynamiske tarifiering i forhold til den samfundsøkonomiske omkostning ved tarifieringen.

En dynamisk tarifiering vil være i overensstemmelse med princippet om, at tarifiering af transport af el gennem el-nettet skal de dække omkostningerne, transporten afstedkommer.

2.1.2 Nye anvendelsesområder for el på kort og lang sigt

På det korte sigt 3 - 5 år er el-patroner i fjernvarmeforsyningen et potentielt anvendelsesområde med vigtige egenskaber for integration af fluktuerende vedvarende energi. Med kort varsel kan el-patronerne absorbere overskydende el fra vedvarende energi og anvende denne direkte til varme eller lagre denne som varme. Med el-patroner i fjernvarmesystemerne kan fx vindkraftværkerne dermed undgå at skulle sælge til negative priser. Med permanentgørelsen af "el-patronloven" er der skabt økonomisk grundlag for betydelige investeringer i el-patroner i fjernvarmeforsyningen og evt. hos forbrugere med stort varmeforbrug.

På længere sigt er individuelle varmepumper og varmepumper i fjernvarmeforsyningen samt el-biler potentielle nye anvendelsesområder for el. Individuelle varmepumper produceres allerede i væsentligt omfang, og det forventes ikke, at der går lang tid, inden de er langt mere udbredt. Teknologierne vil kunne udglatte visse former af fluktuationerne - særligt de kortvarige, men er mindre velegnede til andre. Man skal dog ikke kun vurdere hensigtsmæssigheden af varmepumper og elbiler ud fra, hvorvidt deres forbrug kan variere. Individuelle varmepumper produceres allerede i væsentligt omfang, og det forventes ikke, at der går lang tid, inden de er langt mere udbredt som f.eks. i nabolande mod nord.

Visionen er at benytte omkostningseffektive løsninger. Det kan fx medføre, at individuelle varmepumper erstatter individuelle olie- og naturgasfyr, dvs. i praksis varmeforsyningsanlæg uden for de centrale byområder, når det kan betale sig. Det vil permanent øge elforbruget. Varmepumper i fjernvarmeforsyningen kan især skulle fortrænge naturgasbaseret kraftvarme, idet el-produktion på kraftværkerne erstattes af el fra vedvarende kilder, og varmeforsyningen af varme leveret af varmepumper. Varmepumperne er i kraft af en højere virkningsgrad mere effektive i drift end el-patroner. Mens elpatronerne alene anvendes, når elprisen er meget lav, vil varmepumper, når de først er etableret også blive anvendt ved normale priser og særligt være fleksible ved høje priser, hvis der alternative måder at fremstille varmen.

Varmepumpernes egenskaber i forhold til indpasning af fluktuerende vedvarende energi er bedst, når de suppleres med varmemagasiner. Varmepumper uden disse kan kun i begrænset omfang nedreguleres uden væsentligt komforttab for brugeren. Men der vil være mulighed for at agere begrænset fleksibelt selv ved mindre temperatursvingninger, da boligen i sig selv udgør et varmelager, der til en vis grad kan sidestilles med et egentligt varmemagasin.

Set i forhold til el-patroner er varmpumperne desuden dyrere at anskaffe. Der er samme afgift på el til el-patroner og varmpumper.

For kraftvarmeverkerne er der ved el-patronordningen sat et loft over den samlede afgiftsbelastning af varmen. Denne ordning er dermed afgiftsmæssig neutral for de to teknologier. Den samlede omkostningseffektivitet bør være afgørende for valget af teknologi.

Fremtidsvisionen er, at el-biler kan oplades på tidspunkter, hvor el-nettet enten er lavt belastet og/eller prisen på el (den rene elpris/spotprisen) er lav. Opladning om natten stiller specifikke krav til udformningen af styringsautomatik. Denne automatik skal dels reagere på rette incitamentgivende prissignaler, dels sikre, at opladning af el-biler fordeles på en hensigtsmæssig måde over tid. Lav netbelastning og lav elpris er ikke nødvendigvis tidsmæssig sammenfaldende, selv om der er en høj grad af sammenfald. Både antallet af varmpumper og el-biler forventes udbredt med geografisk variation. El-biler forventes fx størst udbredelse i byområder.

De nævnte anvendelsesområder er alle karakteriseret ved at kunne være mere fleksible end det meste "vanlige" elforbrug og samtidig have et betragteligt selvstændigt forbrug. Ea Energianalyse har anslået potentialet for nedregulering (øget forbrug) til ca. 190 MW ved 100.000 individuelle varmpumper, mens potentialet for elbiler er anslået til 200 MW. De nye anvendelsesmuligheder vil desuden kunne erstatte forbrug af olie og gas med de virkninger for forsyningssikkerhed og miljø, som følger heraf. Den indirekte effekt af en øget vedvarende energi andel er således et øget elforbrug. Anvendelsesområderne er desuden alle karakteriseret ved at have et relativt stort elforbrug pr. forbrugssted, hvorfor de samfundsmæssige gevinster ved at udnytte dem dynamisk i flere tilfælde kan overstige transaktionsomkostningerne herved, idet mangel på dynamisk styring kan føre til betydelige udfordringer for lokale net.

Teknologiske fremskridt medfører sandsynligvis flere nye anvendelsesområder. Disse bør behandles og nyttiggøres successivt, som de kommer.

2.1.3 El-nettets kapacitet

Elforbruget er i dag karakteriseret ved en betydelig døgnvariation med "kogespids" morgen og aften i lokale net med mange husholdninger samt "nathul". En øget elanvendelse kan påvirke nettets udnyttelsesgrad på to modsatrettede måder. Hvis forbruget indpasses hensigtsmæssigt, kan "kogespidsene" reduceres fx ved at nedregulere el-patroner og varmepumper på pågældende tidspunkter². Det sker i forvejen for elpatronerne ved det almindelige prissignal. Samtidig udfyldes "nathullet" med el til el-patroner, når priserne er særligt lave og ved el til varmepumper og el til opladning af el-biler ved mere normale priser. Alternativt fordeles forbruget af el til nye anvendelsesområder efter samme mønster over døgnet som det nuværende, hvilket blot vil skabe større "spids" og "huller" i forbrugsprofilen. Der kan derfor på sigt blive behov for tiltag, der omkostningseffektivt bidrager til en udjævning af det samlede elforbrug, hvilket alt andet lige reducerer behovet for øget net-kapacitet gennem sikring af en højere og mere konstant udnyttelse af kapaciteten.

Et andet centralt problem er, at mange lokale el-net på de laveste spændingsniveauer (0,4 kV og 10 kV) med en væsentlig ekstrapolering af det nuværende forbrugsmønster ikke vil have tilstrækkelig kapacitet. Et større forbrug vil derfor enten afføde omfattende netudbygninger og/eller forudsætte en ændret forbrugsprofil. Hvad der er mest effektivt, afhænger af forbrugstilvæksten i forhold til den ledige kapacitet i det lokale net. Således vil der - selv inden for samme netområde - kunne være store forskelle på de reelle marginale omkostninger ved øget forbrug, afhængigt af den aktuelle reservekapacitet.

Tidligere steg elforbruget kraftigt, og nettet blev udbygget til det forventede stigende forbrug i fremtiden. I de seneste 5- 10 år er forbruget stagneret. Der er således rigelig kapacitet mange steder herunder især der, hvor forbruget falder, mens det kan blive aktuelt med ny kapacitet i de områder, hvor forbruget stiger.

Både problemet med at flytte forbruget til tidspunkter med overskydende produktion, herunder til perioder hvor det blæser meget, og problemet med manglende kapacitet i el-nettet kan delvist afhjælpes via øget forbrugsfleksibilitet faciliteret af tariffer, som afspejler omkostningerne ved belastningen af nettene.

Afhjælpningen af disse to udfordringer kan dog somme tider komme i konflikt med hinanden. Lave priser på engrosmarkedet (stor vedvarende energi produktion, der fødes ind i lokale net), kan samtidig give anledning til høje nettatariffer (nettet har lille ledig kapacitet). De tidspunkter, hvor el-nettet har kapacitet til at overføre el til el-patroner, varmepumper, el-biler eller andre fleksible anvendelsesmuligheder, er der-

² På "kogespidsen" er elprisen typisk høj, hvilket gør brug af el-patroner mindre aktuel.

med ikke nødvendigvis tidsmæssigt sammenfaldende med de tidspunkter, hvor markedets el-pris er lav og dermed giver størst incitament til elforbrug.

Konflikten kan opstå, hvis der i det lokale net er tilsluttet mange installationer, der alene styres efter elprisen, uden hensyn til om der derved opstår kapacitetsmangel i nettet.

2.1.4 Styring af elforbrug

Med en øget anvendelse af el vil der de steder, hvor forbruget er tæt på nettets kapacitet, enten være behov for udbygning af el-nettet, men behovet kan reduceres ved fx automatiserede systemer til styring af elforbrug. Tarifieringen skal derfor indrettes på en måde, der sikrer netvirksomhederne dækning for deres nødvendige omkostninger.

Et regulerende tarifdesign kan opnås ad to veje:

- Gennem direkte incitamentsgivende prissignaler til slutkunden
- Via automatiseret software til styring af elforbrug

I praksis vil de skulle kombineres. Automatik, der kan styre forbruget, er mest interessant ved større prisudsving. Samtidigt vil tidsdifferentiering særligt hos mindre forbrugere kun få effekt, hvis automatik sikrer, at forbrugeren kan flytte forbruget uden at lide et komforttab, der overstiger gevinsten ved at flytte forbruget.

Ved begge løsningsmodeller er det essentielt, at tilskyndelsen til enten selv at agere fleksibelt eller til at installere automatiseret software til styring af elforbruget er reel og overstiger transaktionsomkostningerne og et evt. komforttab. Det er imidlertid også vigtigt, at det regulerende tarifdesign udformes på en måde, der sikrer en reel spredning af elforbruget og ikke blot flytter en "spids" fra ét tidspunkt til et andet. Et automatiseret software, der eksempelvis igangsætter opladning af alle el-biler i et lokalområde på samme tidspunkt om natten, skaber blot en ny "spids" og aflaster derfor ikke el-nettet optimalt.

Tidshorizonten for udviklingen af automatiseret software til styring af elforbrug kan endnu ikke fastslås. Softwareudviklingen forventes dog at ske i takt med behovet herfor, dvs. successivt sammen med udbredelsen af nye anvendelsesmuligheder for el.

Spørgsmålet er, hvordan man kan fastlægge en tarif, som kan anvendes til en rimelig, retfærdig og ikke mindst effektiv fordeling af omkostninger til udbygning, drift og forrentning af el-nettet, og som samtidig fremmer den mest samfundsøkonomiske udvikling af el-nettet. Samtidig er det formålet, at de incitamentsgivende tariffer vil virke belastningsudjævnende. Og endelig: Hvis incitamentsgivende tariffer accepte-

res som rimelige og retfærdige og mere effektive end de eksisterende tariffer, bør der lægges en strategi for deres indførelse.

2.1.5 Forbrugernes el-målere

El-målere med timeregistrering af elforbrug anses ofte som en forudsætning for udbredelsen af fleksibelt elforbrug. Netselskaberne har truffet beslutning om, at halvdel af landets husstande har eller vil få installeret timemålere. Der er imidlertid pt. ingen planer om nyttiggørelse af disse målere i form af timeafregning af mindre kunder.

Fokus på udbredelsen af timeafregning el-målere bør - hvis det alene begrundes i et ønske om mere vedvarende energi og øget fleksibilitet - imidlertid ikke rettes mod husstande med "vanligt" elforbrug, men mod måling af kunder, der benytter el til de nye anvendelsesområder el-patron (i fjernvarmesektoren), varmepumpe eller el-bil. I husstandene er elforbruget pr. forbrugssted (lampested) lille og ufleksibelt, hvorimod el til varmepumper eller el-biler er højt pr. forbrugssted og potentielt fleksibelt, hvilket bedre kan begrunde timemåling og installation af udstyr til styring af elforbruget ud fra såvel privat- som samfundsøkonomiske betragtninger - dog forudsat at tariffen indrettes derefter.

Tids- og/eller prismæssig automatisk styring af elforbrug vil være et produkt, der tilbydes kunderne i form af en automatiseret software. Sådanne styringsenheder findes ikke i dag og vil ikke nødvendigvis blive indbygget i fremtidige el-målere. Når kunderne efterspørger automatisering, vil der komme bedre økonomi i innovationen.

2.2. Dynamisk tarifering af netvirksomhedernes kort- og langsigtede omkostninger

2.2.1 Opsummering

- Særligt i perioder med et forventet stigende forbrug og deraf følgende kommende infrastrukturudbygninger er det alt andet lige afgørende at tage udgangspunkt i såvel kort- som langsigtede marginale omkostninger i sin pris-sætning.
- Den enkelte netvirksomhed har en økonomisk egeninteresse i at sikre et forbrugsmønster, der minimerer såvel nettabet som behovet for netudbygninger, og da energiforbruget vil udvikle sig meget forskelligt på tværs af geografi afhængigt af tilslutning af varmepumper, el-biler mv. er det vigtigt at fastholde friheden i fastsættelse af tariferingen inden for godkendte metoder.

2.2.2 Indledning

Dette afsnit beskriver og kategoriserer netvirksomhedernes omkostninger ud fra betragtninger om, at netvirksomhedernes tariffer skal understøtte et efficient forbrugsmønster og sikre, at netudbygningen sker i henhold til samfundets og forbrugernes efterspørgsel.

Netvirksomhederne opererer under forskellige forhold, hvad gælder mængden af fluktuerende produktion, forbrugsmønstre, relativ netkapacitet mv. Dette skal selvfølgelig afspejles i virksomhedernes tariffer, hvilket betyder, at dette afsnit kun beskriver virksomhedernes omkostninger på et "generelt niveau". I praksis er alle virksomheder forskellige, hvilket de bør handle efter. Særligt i en situation med store forandringer under opsejling, som det er tilfældet i disse år, er det vigtigt med en virksomhedsspecifik tilgang til området - dog gerne ud fra generelle principper.

Den store udfordring for netvirksomhederne, hvor forbruget stiger, er at dimensionere nettet til et stigende elforbrug, uden at omkostningerne hertil bliver unødvendigt store. I lokale og regionale net, hvor netkapaciteten kan blive begrænsende for indpassningen af el fra fluktuerende vedvarende energi og nye el-anvendelsesmuligheder, kan der opstå behov for at forøge netkapaciteten. Investeringer i nettet bør derfor indregnes i de marginale omkostninger, som tarifferne ud fra en efficiensmæssig betragtning bør baseres på.

Nedenfor beskrives kort baggrunden for og teorien bag en effektiv omkostningsægte tarifiering, forskellen på kort- og langsigtbetragtninger og netvirksomheders marginalomkostninger ved forbrug. Konklusionen er, at netvirksomhedernes tarifiering i nogle tilfælde mest hensigtsmæssigt bør baseres på virksomhedens langsigtede individuelle marginalomkostninger, hvilket inkluderer omkostninger til evt. fremtidig netudbygning sammenholdt med ændringer i omkostningerne til nettab. Tarifiering efter marginalomkostninger vil dog, alt andet lige, give anledning til et øget informationsbehov med efterfølgende højere administrative omkostninger end den traditionelle tarifiering. Det er derfor vigtigt, at vurdere gevinsten ved den dynamiske tarifiering i forhold til den samfundsøkonomiske omkostning ved tarifieringen.

2.2.3 De kostægte tariffer baseres på netvirksomhedernes marginalomkostninger

I elforsyningslovens § 69 og 73 er det beskrevet, at netvirksomhederne har ret og pligt til at fastsætte deres tariffer, så de afspejler de bagvedliggende omkostninger, som hver enkelt kunde(gruppe) giver anledning til. Virksomhederne har desuden mulighed for en rimelig forrentning af indskudt kapital. Dette afspejler et kriterium, om at netvirksomhederne ikke må diskriminere urimeligt mellem kunder.

I overensstemmelse med elforsyningsloven tariferer netvirksomhederne i meget vid udstrækning kundegrupper forholdsmæssigt efter de omkostninger, som deres for-

brug og kundeforhold i gennemsnit giver anledning til. Disse principper er helt i tråd med normative forhold om "retfærdighed" og lignende, men giver ikke nødvendigvis efficiente forbrugsmønstre og deraf korrekte incitament til netudbygning sammenholdt med andre foranstaltninger til at sikre en stabil og omkostningseffektiv forsyning.

En tarifiering baseret på marginale omkostninger angiver i modsætning til den nuværende, hvad det koster at tilvejebringe én ekstra (marginal) enhed. Effektiv ressourceallokering og efficiensteori foreskriver, at kun hvis samfundet, dvs. kunderne og virksomheden, er villige til at betale den marginale omkostning, skal virksomheden stille denne enhed til rådighed.

Ideen med og grunden til, at det er ønskværdigt at tarifere efter marginale frem for gennemsnitlige omkostninger, er, at kunderne derved kan se, hvilke omkostninger deres efterspørgsel rent faktisk giver anledning til - givet øvrige kunders forbrug og virksomhedens eksisterende forhold - og reagere efter dette. Kunder, der får prissignaler baseret på marginale omkostninger, får et tydeligere incitament til at agere samfundsmæssigt såvel som individuelt effektivt i det omfang dette er teknisk muligt, og netvirksomhederne vil derfor være i stand til bl.a. at dimensionere nettets kapacitet økonomisk efter efterspørgslen.

2.2.4 Forskel på kort og lang sigt

Netvirksomhedernes investeringstunge virksomhed medfører, at der er væsentlig forskel på forudsætningerne for virksomhedernes omkostninger på henholdsvis kort og lang sigt.

På kort sigt er nettets kapacitet givet som en urokkelig konstant, og afskrivningerne på allerede foretagne investeringer kan som en følge heraf bedst beskrives som sunk costs for netvirksomhederne. Omvendt gælder det, at alle netomkostninger er variable på lang sigt, da netvirksomhederne på lang sigt kan tilpasse dimensioneringen af nettet.

Ovenstående indsigt er essentiel, når man diskuterer og beskriver tarifieringen baseret på marginalomkostningerne. Forskellen på forudsætningerne på kort og lang sigt medfører nemlig, at netvirksomhedernes langsigtede marginalomkostninger afviger fra de kortsigtede.

For en givet netkapacitet er der således kun få omkostningselementer, der direkte afhænger af forbrugets størrelse og sammensætning. Afskrivningerne står ikke til at ændre, og den nødvendige drift og vedligeholdelse af el-nettet er også i høj grad bestemt af tidligere investeringer. Nettabet er derimod afhængigt af netbelastningen og dermed af spidsbelastningen af nettet.

Omvendt afhænger omkostningerne på lang sigt i høj grad af nettets dimensionering, der bør afspejle forbrugsmønstret, forudsat forbruget er driver for udbygningen. Det betyder, at de langsigtede omkostninger i væsentlig grad afhænger direkte af forbruget og dets fordeling over tid.

Den tarifiering, der understøtter en korrekt langsigtet dimensionering af el-nettet, bør baseres på netvirksomhedernes marginalomkostninger på tilpas lang sigt, da dette sikrer langsigtet efficiens.

2.2.5 Netvirksomhedernes samlede omkostninger

Netvirksomhederne har overordnet set omkostninger til afskrivninger på investeringer i infrastruktur og løbende driftsomkostninger inklusive omkostninger til nettab.

I gennemsnit udgør afskrivninger ca. 30 % af de samlede omkostninger, mens driftsomkostningerne udgør de resterende 70 %. Af disse driftsomkostninger udgør omkostningerne til nettab ca. 23 %, hvorfor dette er en betragtelig post.

Generelt gælder det, at virksomheder med relativt nye net har en større andel af afskrivninger end virksomheder med ældre net.

2.2.6 Netvirksomhedernes marginalomkostninger ved et øget forbrug

I identifikationen af netvirksomhedernes marginalomkostninger gælder det om at finde ud af, hvilke omkostninger der vil stige som følge af et marginalt øget forbrug på et givet tidspunkt. Ovenfor er det beskrevet, hvorfor og hvordan forudsætningerne om tilpasningen af omkostninger har betydning for netop de marginale omkostninger. Nedenfor uddybes denne beskrivelse af omkostningselementer, der varierer med forbruget (eller rettere den efterspurgte effekt) på et givent tidspunkt.

Nettabsomkostningerne afhænger af mængden af transporteret elektricitet, kablernes belastning, længden, som elektriciteten transporteres, samt værdien af den elektricitet der tabes. Nettabet er eksponentielt stigende med netbelastningen. De marginale omkostninger til nettab er derfor stigende i takt med forbruget på kort sigt, medmindre stigningen primært sker i lavlastperioder. Beregning af de marginale nettabsomkostninger er nærmere beskrevet i bilag 2.

For at sikre, at justeringen af netkapaciteten sker i henhold til forbrugernes efterspørgsel, skal omkostningen ved justering af netkapaciteten desuden indregnes i marginalomkostningerne ved øget forbrug (effekt). Når dette sker, kan forbrugerne se, hvilke omkostninger de giver anledning til på længere sigt og derved beslutte, om de ønsker at betale prisen eller omlægge forbrugsmønstret - dog forudsat, at et ændret forbrugsmønster afspejler sig i betalingen for netydelsen.

Hvis samfundets nettogevinst ved at udvide netkapaciteten er større end nettogevinsten ved at mindske eller flytte forbruget, skal nettet udbygges. De omkostningsægte tariffer, der sikrer incitament til et samfundsmæssigt efficient forbrugsmønster og korrekt udbygning af el-nettet, afspejler altså marginalomkostningen ved forbrug inklusive de forventede netudbygningsomkostninger, som elforbruget giver anledning til.

Kun ved sådanne langsigtetsbetragtninger kan muligheden for at udbygge nettet effektivt udnyttes i nødvendig og tilstrækkelig grad.

Det er en direkte følge af denne indsigt, at tarifferne i el-net med rigelig kapacitet (sandsynligheden for utilstrækkelig netkapacitet = 0) på kort sigt kan baseres på værdien af de marginale tab i nettet samt variable driftsomkostninger i øvrigt.

2.2.7 Forskellige rammevilkår afføder forskellige omkostningsstrukturer og forskellig tarifiering

De danske netvirksomheder er forskellige på en række punkter; nettets alder, størrelsen på afskrivningerne, den relative netkapacitet, andel af el fra fluktuerende vedvarende energi, mv. Flere af disse forskelle har betydning for beregningen af netvirksomhedernes marginale omkostninger og derved den optimale tarifiering.

Dette notat indeholder derfor kun generelle overvejelser for en økonomisk efficient tarifiering, mens de specifikke tariffer altid skal vurderes i den lokale netvirksomhed, der har bedst viden om deres individuelle el-net, og som kender baggrunden for omkostninger og investeringer.

I en situation med meget forskellige lokale forhold og vidt forskellige udbygningsbehov og belastningsprofiler må man forvente, at man kommer til at bevæge sig væk fra brugen af generelle tarifieringsmetoder.

Ud fra efficiensmæssige hensyn er der forskel på den korrekte prissætning i el-net med henholdsvis rigelig netkapacitet og knap netkapacitet, da marginalomkostningerne divergerer i nettene. I praksis vil flere forskelle have betydning for den enkelte netvirksomheds effektive tarifiering. Det vigtigste er imidlertid blot, at netvirksomhederne hver især giver forbrugerne de samfundsmæssige og individuelt effektive pris-signaler, der sikrer et omkostningseffektivt forbrugsmønster og en netudbygning, der er tilpasset det langsigtede behov sammenholdt med af andre tiltag til at sikre en stabil forsyning.

Når netvirksomhedens tarifiering afspejler deres egne individuelt fastsatte langsigtede marginalomkostninger, vil forbrugernes valg sikre efficiens i omkostningerne til fordel for alle aktører: Netvirksomheden vil ikke udbygge nettet unødigt, og forbrugerne vil

ikke betale mere end skyggeprisen ved en øget netkapacitet. Incitamenterne går derfor i samme retning for samfund, netvirksomhed og kunder.

Netvirksomhedernes opgave er således så vidt muligt at identificere deres langsigtede marginalomkostninger og tarifere herefter. Dette giver netvirksomhederne bedre muligheder for at identificere og implementere de omkostningseffektive løsninger. Dvs. at netvirksomheden udbygger, når forbrugerne efterspørger denne løsning og implementerer andre løsninger, når dette er omkostningseffektivt.

2.3. Transmissionstarifering for el

2.3.1 Opsummering

- Energinet.dk's analyser viser, at udnyttelsesgraden i transmissionsnettet varierer tilfældigt over døgnet og året uden sammenhæng med tiden. Energinet.dk finder heller ikke sammenhæng mellem forbrugets størrelse og transmissionsnettets udnyttelse, hvilket illustrerer, at udbuddet har den største indflydelse på udnyttelsen, og det indebærer, at man ikke forlods kan udpege bestemte tidsrum som særligt kritiske eller dimensionerende for transmissionsnettets udbygning. Energinet.dk har ud fra dette vurderet, at det er mest retvisende, at fastsætte nettariffen som en enhedstarif, men vil belyse spørgsmålet nærmere med henblik på fastsættelse af omkostningsægte dynamiske tariffer.

I dette afsnit behandles elsektorens transmissionstariffer. Transmissionstariffen har i dag karakter af en volumenbetaling med en ensartet pris (øre/kWh) i alle årets 8760 timer. I afsnittet beskrives, hvorfor Energinet.dk hidtil har betragtet denne tarifering som mest hensigtsmæssig set ud fra strukturen af de kort- og langsigtede marginalomkostninger.

Foruden nettarif opkræver Energinet.dk en systemtarif og en PSO-tarif.

Systemtariffen, der ligesom nettariffen har karakter af en volumenbetaling med en ensartet pris (øre/kWh) i alle året 8760 timer, dækker omkostninger til reservekapacitet mv. Energinet.dk's omkostninger til reservekapacitet mv. er relateret til internationale aftaler, der bestemmer, at Energinet.dk skal sikre adgang til reserver i nødvendigt omfang således, at det danske el-system kan klare udfald af største enhed (produktionsanlæg eller netkomponent) på ethvert tidspunkt. Tariffen bør fastsættes ud fra synspunktet, at omkostningerne bør betales af dem, som får gavn af ydelsen og forårsager omkostningerne, uanset hvilke forbrugere eller producenter, der er tale om.

Da reservemængden hverken er relateret til størrelsen af forbruget eller forbrugsmønsteret, er det valgt at opkræve udgifterne til reservekapacitet mv. ligeligt over alle kWh. Det bemærkes, at fleksibelt elforbrug på linje med fleksibel produktion kan bidrage med reservekapacitet og herigennem opnå en fortjeneste. Dette sker aktuelt for en række el-patroner.

PSO-tariffen, som dækker Energinet.dk's omkostninger ved offentlige forpligtelser, som er fastlagt i elforsyningsloven, behandles ikke yderligere i denne rapport. PSO-tariffen er en parafiskal tarif, og den behandles i Skatteministeriets redegørelse om dynamiske afgifter.

Tarifering af udlandsforbindelser er heller ikke en del af nærværende redegørelse. Der eksisterer ikke en særskilt tarif, der påløber ved al transport over landegrænser. Flaskehalse på udlandsforbindelser håndteres som led i markedets prisdannelse. Metoden (implicitte auktioner) indebærer, at markedsprisen stiger/falder, når forbindelsen udnyttes til kapacitetsgrænsen. Metoden, som sikrer dynamisk prissætning af begrænset transmissionskapacitet, behandles ikke videre her.

Tilbage bliver nettariffen, som dækker over Energinet.dk's omkostninger til udbygning, drift og vedligeholdelse af det overordnede transmissionsnet. Nettariffen pålægges såvel forbrugere som producenter i varierende omfang.

2.3.2 Overordnede principper

Energinet.dk's tarifering følger reglerne i elforsyningslovens § 73. Energinet.dk's økonomi er baseret på et hvile-i-sig-selv princip, dvs. med dækning af aktuelle omkostninger og en begrænset forrentning. Prisfastsættelsen skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til.

2.3.3 Måling af aktivitetsniveau i transmissionsnettet

Når man skal vurdere, om den gældende tarifstruktur er hensigtsmæssig eller ej, så spiller transmissionsnettets udnyttelsesgrad en afgørende rolle.

Det er ikke nogen helt nem sag at definere ét tal, som udtrykker transmissionsnettets udnyttelsesgrad. Belastningen i et givet punkt i transmissionsnettet afhænger af, om der er leverancer til eller fra det underliggende net samt størrelsen af import/eksport, og strømmen flyder automatisk rundt i nettet afhængig af, hvor modstanden er mindst. På den måde bliver det en kompliceret sag at angive en formel, der summerer målinger af de forskellige strømme til et samlet aktivitetsmål.

Som "surrogat" for transmissionsnettets aktivitetsniveau har Energinet.dk derfor valgt at betragte størrelsen af nettabet. Energinet.dk har analyseret en række parametre.

2.3.4 Sæsonvariation

Analyserne viser, at der ikke er nogen iøjnefaldende sæsonvariation, for så vidt angår transmissionsnettets udnyttelsesgrad. Dette resultat kan virke overraskende, da elforbruget udviser meget betydelig sæsonvariation, således er elforbruget i sommerhalvåret ca. 25 % lavere end elforbruget i vinterhalvåret.

Baggrunden er, at transmissionsnettet - udover at fungere som transportør af strøm fra de store kraftværker/udlandet til de underliggende net og derfra videre til endeligt forbrug - også fungerer som modtager af strøm fra de underliggende net (distribueret produktion) og formidler af transit.

2.3.5 Års- og timevariation

Energinet.dk's analyser viser, at umiddelbart optræder nettabet over tid uden synderlig systematik. Den foreløbige konklusion er dermed, at transmissionsnettets udnyttelsesgrad varierer tilfældigt over døgnet og året uden sammenhæng med tiden.

Inden man imidlertid kan konkludere, at en volumentarif (enhedstarif) er det rette middel i en sådan situation, skal man se på, om transmissionsnettets udnyttelsesgrad (nettabet) varierer systematisk med andre parametre end tiden.

2.3.6 Transmission og forbrug

Energinet.dk's analyser viser her, at der ikke er nogen systematisk sammenhæng mellemforbrug/forbrugsmønster og transmissionsnettets udnyttelsesgrad. Dette resultat har Energinet.dk hidtil brugt til at bestemme, at de langsigtede omkostninger vedrørende transmissionsnettets udbygning fordeles ligeligt over årets 8760 timer.

Spørgsmålet er dernæst, om der er nogle af nettariiffens variable komponenter, der indeholder en struktur, som kan motivere tidsafhængige eller dynamiske tariffer. Langt den største variable komponent er Energinet.dk's indkøb af el til dækning af nettab. Nettabet indkøbes dag-for-dag i spotmarkedet, og det er velkendt, at spotpriserne ofte varierer over døgnet, således at markedsprisen er højst om dagen og lavest om natten.

Energinet.dk har analyseret en situation, hvor omkostningerne til nettab summeres indenfor treledstariffens tre lastperioder og dernæst divideres med det samlede forbrug i de tre tidsperioder. Resultatet er, at prisen for nettab opgjort på denne måde stort set er identisk mellem lastperioder. Der er endvidere ingen entydig sammenhæng med en stigende pris fra lavlast til højlast til spidslast. Den lave tidsdifferentiering skyldes, at både omkostninger og det forbrug, som omkostningen skal fordeles på, stiger fra lavlast til højlast og til spidslast.

2.3.7 Transmission og vindproduktion

For så vidt angår sammenhængen mellem vindproduktionens størrelse og transmissionsnettets udnyttelsesgrad målt ved størrelsen af nettabet, viser Energinet.dk's analyser, at nettabet er størst ved meget lille eller meget stor vindproduktion og mindst ved "middel vindproduktion". Dette forløb afspejler, at der ved meget høj vindproduktion som oftest er maksimal eksport på alle udlandsforbindelser, hvilket nødvendiggør stor udnyttelse af det indenlandske transmissionsnet. Det behøver ikke i samme omfang gælde i fremtiden, hvis markedet er indrettet til at opsuge store mængder fluktuerende vedvarende energi. I dette tilfælde kunne indenlandsk samtidigt forbrug mindske nettabsomkostningerne.

Den modsatte situation gør sig gældende ved vindstille, hvor transmissionsnettet primært bruges til at transportere strømmen fra de store kraftværker/udlandet til de underliggende net og endeligt forbrug. Forbrug her vil medføre højere nettab.

2.3.8 Transmission og transit

Nettabet vokser med stigende transit, hvilket i virkeligheden ikke overrasker. Transit i Vestdanmark opstår enten ved sydgående transporter (import fra Norge og Sverige samtidig med eksport til Tyskland) eller nordgående transporter (import fra Tyskland samtidig med eksport til Norge og Sverige). I begge tilfælde lægges der beslag på store dele af det indenlandske transmissionsnet for at gennemføre transporten.

For så vidt angår transit, er der i ENTSO-regi³ aftalt en kompensationsmodel, som sikrer, at de forøgede omkostninger til netinvesteringer og nettab, som transitten giver anledning til, bliver dækket af de lande, som forårsager transit.

Den aftalte kompensationsmodel i forbindelse med transit indebærer, at elforbrugerne ikke kommer til at betale for de merudgifter, som transitten giver anledning til.

2.3.9 Konklusion

I dette afsnit er der refereret til Energinet.dk's analyser af sammenhængen mellem transmissionsnettets udnyttelsesgrad og forskellige parametre. Resultatet er, at udnyttelsesgraden varierer tilfældigt over døgnet og året uden sammenhæng med tiden. Der er ikke fundet sammenhæng mellem forbrugets størrelse og transmissionsnettets udnyttelse, hvilket indebærer, at man ikke kan udpege bestemte tidsrum som særligt kritiske eller dimensionerende for transmissionsnettets udbygning. En separat analyse af omkostninger til nettab har desuden vist, at der er meget lille forskel mellem prisen for nettab, hvis man fordeler omkostningerne ud over forbruget i lav-, høj- og spidslastperioder.

³ European Network of Transmission System Operators

Energinet.dk har hidtil ikke vurderet, at de fundne resultater giver belæg for at indføre tidsdifferentierede eller dynamiske energibetalinger som transmissionstarif.

Da de marginale omkostninger er lavere end de gennemsnitlige, bør det endvidere analyseres, hvordan de tariffer, der skal finansiere forskellen, kan indrettes, så de i mindst muligt omfang forstyrrer rette prissignal fra de marginalt kostægte tariffer.

Bilag 1 - Beskrivelse af tariffer

Energinet.dk's tariffer er ikke ens øst og vest for Storebælt, ligesom der er lokale forskelle med hensyn til netvirksomhedernes tariffer. Tabel 1-3 viser de gennemsnitlige tariffer og afgifter i 1. kvartal 2010 for tre forskellige forbrugstørrelser. Tallene kan genfindes på Energitilsynets hjemmeside.

Tabel 1: Tarif- og afgiftselementer for en husholdningsforbruger (4.000 kWh), 1. kvartal 2010. Alle beløb er ekskl. moms. Der betales desuden et abonnement til den lokale netvirksomhed. Dette andrager i gennemsnit 624 kr. pr. år

Element	Øre/kWh	Forklaring
Nettarif, 400/150 kV	3,5	Betaling til Energinet.dk (transport)
Systemtarif	2,7	Betaling til Energinet.dk (forsyningssikkerhed)
PSO-tarif	11,5	Betaling til Energinet.dk (off. forpligtelser)
Lokal nettarif, 60/10/0,4 kV	15,2	Betaling til netvirksomhed og til regional transmissionsvirksomhed (transport)
Energiafgift inkl. elsparebidrag	61,9	Statsafgift
Eldistributionsbidrag	4,0	Statsafgift
Energispareafgift	6,2	Statsafgift. CO2-afgift indtil 1.1.2010
I ALT	105,0	Sum af ovenstående beløb

Tabel 2: Tarif- og afgiftselementer for en mindre erhvervsvirksomhed (100 MWh), 1. kvartal 2010. Alle beløb er ekskl. moms. Der betales desuden et abonnement til den lokale netvirksomhed. Dette andrager i gennemsnit 3.410 kr. pr. år

Element	Øre/kWh	Forklaring
Nettarif, 400/150 kV	3,5	Betaling til Energinet.dk (transport)
Systemtarif	2,7	Betaling til Energinet.dk (forsyningssikkerhed)
PSO-tarif	11,5	Betaling til Energinet.dk (off. forpligtelser)
Lokal nettarif, 60/10/0,4 kV	13,6	Betaling til netvirksomhed og til regional transmissionsvirksomhed (transport)
Energiafgift inkl. elsparebidrag	1,6	Statsafgift
Eldistributionsbidrag	1,0	Statsafgift
Energispareafgift	6,1	Statsafgift. CO2-afgift indtil 1.1.2010
I ALT	40,0	Sum af ovenstående beløb

Tabel 3: Tarif- og afgiftselementer for en mellemstor erhvervsvirksomhed (50 GWh), 1. kvartal 2010. Alle beløb er ekskl. moms. Der betales desuden et abonnement til den lokale netvirksomhed. Dette andrager i gennemsnit 48.171 kr. pr. år

Element, mellemstor erhvervsvirksomhed med årligt forbrug på 50 GWh	Øre/kWh	Forklaring
Nettarif, 400/150 kV	3,5	Betaling til Energinet.dk (transport)
Systemtarif	2,7	Betaling til Energinet.dk (forsyningssikkerhed)
PSO-tarif	11,5	Betaling til Energinet.dk (off. forpligtelser)
Lokal nettarif, 60/10/0,4 kV	4,6	Betaling til netvirksomhed og til regional transmissionsvirksomhed (transport)
Energiafgift inkl. elsparebidrag	1,6	Statsafgift
Eldistributionsbidrag	1,0	Statsafgift
Energispareafgift	4,7	Statsafgift. CO2-afgift indtil 1.1.2010
I ALT	28,6	Sum af ovenstående beløb

Tarifelementer

I de efterfølgende afsnit er der foretaget en gennemgang af de enkelte tarifelementer, herunder hvilke omkostninger, der indgår. Afgiftssatserne og eventuelle investeringsbidrag (ikke angivet i tabellen) behandles ikke yderligere i denne rapport.

Energinet.dk

Nedenfor beskrives Energinet.dk's forbrugstariffer, der alle afhænger af kundens energiforbrug.

Nettarif, 400/150/132 kV

Nettariffen indeholder Energinet.dk's og de regionale transmissionsvirksomheders nettoomkostninger ved transmissionsnettet - dvs. omkostninger til nettab på 400 kV, 150/132 kV og udlandsforbindelser (i alt ca. 0,9 øre/kWh), afskrivninger på el-infrastruktur, drifts- og administrationsomkostninger, finansielle poster og modregnet for eventuelle flaskehalsindtægter på udlandsforbindelser samt transitindtægter for brug af det danske transmissionsnet.

Afregningsgrundlaget for nettariffen er bruttoforbruget. Dog betaler virksomheder med adgang til nettoafregning, fx industrielle egenproducenter, ikke nettarif/systemtarif for den del af deres forbrug, som de dækker ved egen produktion.

Systemtarif

Systemtariffen indeholder Energinet.dk's omkostninger til reservekapacitet, systemtjenester og regulerkraft mv.

Afregningsgrundlaget for systemtariffen er det samme som for nettariffen - dvs. bruttoforbruget.

Foruden systemtariffen opkræves et såkaldt balancegebyr (p.t. 0,06 øre/kWh) direkte hos de balanceansvarlige aktører. Balancegebyret dækker en mindre del af omkostningerne til reservekapacitet mv., og gebyret faktureres normalt direkte videre til slutforbrugerne. Ordningen med at opdele udgifterne til systemtjenester i en del, som betales kollektivt af elforbrugerne og en del, der i første omgang betales af de kommercielle aktører i markedet, som derefter fakturerer det videre til slutforbrugerne, blev indført fra 2009 som led i en nordisk harmonisering.

PSO-tarif

PSO-tariffen dækker Energinet.dk's omkostninger til offentlige forpligtelser, herunder støtte til miljøvenlig el-produktion (vindmøller og decentrale anlæg), og forskning og udvikling.

Afregningsgrundlaget for PSO-tariffen er bruttoforbruget. Dog anvendes en reduceret PSO-tarif for den del af nettoafregnede egenproducenters forbrug, som de dækker ved egen produktion. For kunder med et forbrug over 100 GWh pr. år pr. forbrugssted anvendes en reduceret PSO-tarif, og endelig er alt elforbrug omfattet af elpatronloven helt fritaget for PSO-tarif.

Netvirksomhederne

Nedenfor beskrives på brancheniveau principperne for landets distributions- og regionale transmissionsvirksomheders (netvirksomhedernes) tarifering af den infrastrukturdelse, de leverer. Kunderne betaler både et forbrugsuafhængigt abonnement og en forbrugsafhængig nettarif til den lokale netvirksomhed.

Som det fremgår nedenfor i afsnittet side 37 om de principielle overvejelser bag fordelingen af omkostningselementer, afspejler netvirksomhedernes tarifering et omkostningsægthedsprincip, der tilsiger at tarifferne for hver enkelt kunde (kunde-gruppe) skal afspejle de bagvedliggende omkostninger, som kundens (kunde-gruppens) forbrug giver anledning til.

Netvirksomhederne er, jf. elforsyningsloven, hver især forpligtet til at tarifere omkostningsægte. Derfor medfører forskellige rammevilkår også forskelle i fordelingen af omkostningselementer på tværs af landet. Beskrivelsen nedenfor gengiver "det gene-

relle billede” af netvirksomhedernes metode til tarifiering. De konkrete tariffer varierer fra virksomhed til virksomhed.

Netabonnement

Netabonnementet er forbrugsuafhængigt og derfor designet til at dække netvirksomhedernes omkostninger ved selve kundeforholdene.

Lokal nettarif

Den lokale nettarif er en enhedsbetaling pr. leveret energimængde. Tariffen skal afspejle de omkostninger, netvirksomhederne har til transport af elektricitet, dvs. de omkostninger der relaterer sig til selve leverancen og derfor kan siges at være forbrugsafhængige.

Ved fordelingen af omkostninger vurderer virksomhederne, om det kun er kunder på det pågældende spændingsniveau, der skal betale, eller om ”vandfaldsmodellen” skal benyttes, således at alle kunder på underliggende spændingsniveauer også betaler.

Vandfaldsmodellen betyder, at alle kunder, hvis elektricitet ”løber gennem” det pågældende spændingsniveau, skal betale for omkostningerne på dette spændingsniveau. Vandfaldsmodellen afspejler derved, at elektricitet historisk er blevet født ind på de højeste spændingsniveauer, og at kunder derfor benytter overliggende spændingsniveauer for at få elektriciteten leveret. Omkostninger, der indgår i den variable nettarif, men ikke fordeles efter vandfaldsmodellen, kan fordeles direkte til kunder på hvert enkelt spændingsniveau efter de faktiske omkostninger på det pågældende niveau, eller de kan fordeles ligeligt som en enhedspris på alle enheder forbrug – uanset spændingsniveau.

I tabellen nedenfor listes ”den typiske” fordeling af omkostningselementer i henhold til netop anførte tarifieringsprincipper:

Netvirksomhedernes omkostningselementer	
Netabonnement	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (kun på C-niveau) Omkostninger til målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger) Omkostninger til kundeadministration Omkostninger til overordnet teknisk administration Omkostninger til generel administration Afskrivninger på målere Øgede driftsomkostninger til målinger i henhold til måleforskrifter

Variabel nettarif (vandfaldsmodellen)	Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (A- og B-niveau) Afskrivninger på netaktiver (eksklusive målere) Driftsmidler og inventar Afskrivninger på bygninger (eksklusive transformerstationer, der indgår i netaktiverne) Omkostninger til rådgivning om og arbejde med elsikkerhed Nettabsomkostninger Ydelser til afvikling af tjenestemandspensionsforpligtelser Omkostninger til demontering af luftledninger Forsikringspræmier Driftsomkostninger som følge af kabelfejl (kun på spændingsniveauer over 20 kV) Omkostninger ved aktualisering af eventualforpligtelser
Variabel nettarif (direkte pr. spændingsniveau)	Omkostninger til tilsyn og kontrol
Variabel nettarif (enhedstarif)	Omkostninger til energibesparende aktiviteter

Netvirksomhedernes principielle overvejelser bag tariferingen i dag

I dette afsnit vil der blive redegjort nærmere for de overvejelser, den enkelte netvirksomhed i dag skal gøre i forbindelse med fordelingen af omkostningsarterne på spændingsniveauer (dvs. kundegrupper) og for valget af prisstruktur. Typisk inddeler virksomhederne deres kunder i tre overordnede grupper:

- A-kunde: Aftager elektricitet fra hhv. 60/10- eller 50/10 kV-stationen eller højereliggende spændingsniveau
- B-kunde: Aftager elektricitet fra 10/0,4 kV-stationen eller et overliggende spændingsniveau uden at opfylde kriterierne for at være A-kunde
- C-kunde: Aftager elektricitet fra lavspændingsnettet (0,4 kV)

Netvirksomhederne kan desuden vælge yderligere at underopdele disse grupper.

Desuden redegøres der for dels spørgsmålet om abonnementsbetaling kontra forbrugsafhængig betaling (kWh), dels om en given omkostningsart skal dækkes af kunden på et enkelt spændingsniveau eller af alle kunder, der får elektricitet transporteret på det givne og de lavere spændingsniveauer (dvs. om omkostningen skal indregnes i den nedadløbende tarif "vandfaldet").

Afsnittet er opbygget således, at betragtninger vedrørende ovenstående er beskrevet for hver enkelt omkostningsart. Som følge heraf vil der være flere mere eller mindre enslydende afsnit.

Som hovedregel indregnes omkostninger, der knytter sig til kundeforholdet, i abonnementsbetalingen, mens omkostninger, der varierer med forbruget, indregnes i den forbrugsafhængige betaling. Hvis omkostninger ikke decideret kan siges at knytte sig til kundeforholdet eller er forbrugsafhængige, indregnes disse som hovedregel i den forbrugsafhængige tarif.

Fordelingsnøgler

I henhold til Elforsyningsloven har netvirksomheden pligt til at tarifere den enkelte kunde eller de enkelte kundegrupper i henhold til den omkostning, de giver anledning til.

I praksis betyder dette, at netvirksomhedens specifikke omkostningsarter i en række tilfælde fordeles efter standardiserede fordelingsnøgler til hver enkelt kundegruppe. Nedenfor gennemgås de typiske eksempler på disse fordelingsnøgler.

Ved fordelingen af omkostningerne mellem kundegrupper anvender netvirksomhederne (typisk) fire forskellige fordelingsnøgler, hvor det ikke er muligt direkte at identificere omkostningerne på de respektive spændingsniveauer og/eller kundegrupper (direkte fordeling). De enkelte netvirksomheder kan vælge at anvende andre fordelingsnøgler, hvor det skønnes nødvendigt.

De fire fordelingsnøgler omhandler:

- Leveret elektricitet.
- Antal kunder/installationer (også benævnt som målepunkter).
- Prisen på målere.
- Bogført værdi af netaktiverne.

Abonnement eller forbrugsafhængig

Hvis det vælges at lægge omkostningen i abonnementet, udelukkes muligheden for samtidig at gøre den samme omkostning forbrugsafhængig. Hvis omkostningen skal gøres forbrugsafhængig, er der to valgmuligheder. Enten kan omkostningen henføres til den enkelte køberkategori alene, dvs. alene A-kunder, alene B-kunder eller alene C-kunder. Alternativt kan omkostningen henføres til en fordeling mellem de forskellige køberkategorier.

Se endvidere ”*Tarifudvalgets analyse af mulighederne for energibesparelser ved forskellige modeller for tarifpraksis i el-, naturgas- og varmforsyningen*”⁴ fra februar 2009 for en analyse af betydningen og mulighederne for at flytte omkostningselementer fra den faste betaling til den variable.

Driftsomkostninger

Drifts- og vedligeholdelse

Omkostninger til drift og vedligeholdelse omfatter omkostninger til lednings- og kabelnet, transformerstationer m.m. En fordeling vil bero på direkte registrering heraf i netvirksomhedens bogholderi. På baggrund heraf er det normalt valgt, at omkostninger til drift og vedligeholdelse bør fordeles på spændingsniveauer via direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur indregnes omkostninger til drift og vedligeholdelse for A- og B-kunders vedkommende i den forbrugsafhængige betaling, mens omkostningerne for C-kunder indregnes i abonnementet. Omkostninger til drift og vedligeholdelse for C-kunder er henført til abonnementsbetaling, idet omkostningerne her ikke er forbrugsafhængige.

For såvel A og B-kunder er det valgt, at omkostningerne skal indregnes i den nedadløbende tarif, således at fx C-kunder også bidrager til drift og vedligeholdelse af 150-132 kV, 60-50 kV og 20-10 kV nettet.

Historisk set har en række netvirksomheder anvendt tidsdifferentiering på denne omkostningsart, og der er fortsat mulighed herfor.

Målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger)

Omkostninger til målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger) omfatter i væsentlig grad personaleomkostninger i forbindelse med vedligeholdelse af målere og målesystemer. Omkostningerne vurderes i langt overvejende grad at afhænge af antal kunder/installationer. På baggrund heraf er det valgt, at omkostninger til målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger) fordeles på spændingsniveauer forholdsmæssigt ud fra antal kunder/installationer.

Ved valg af prisstruktur medregnes omkostninger til målere og måleradministration (eksklusive afskrivninger) i abonnementsbetalingen. Dette skyldes, at omkostningerne primært knytter sig til kundeforholdet.

⁴ <http://ens.netboghandel.dk/PUBL.asp?page=publ&objno=16328764>

Kundeadministration

Omkostninger til kundeadministration omfatter omkostninger til kundeafregning mv. og vurderes i langt overvejende grad at afhænge af antal kunder/installationer, antal regninger o.l. På baggrund heraf er det valgt, at omkostninger til kundeadministration fordeles på spændingsniveauer forholdsmæssigt ud fra antal kunder/installationer. Ved valg af prisstruktur er omkostninger til kundeadministration indregnet i abonnementsbetalingen. Dette begrundes med, at omkostningerne primært knytter sig til kundeforholdet.

Overordnet teknisk administration

Omkostninger til overordnet teknisk administration omfatter omkostninger vedrørende den overordnede planlægning, netberegninger og dokumentation. Omkostningerne vurderes hverken at være decideret forbrugsafhængige eller afhængige af kundeforholdet, men har derimod karakter af en fast omkostning. Det vælges typisk, at omkostninger til overordnet teknisk administration fordeles på spændingsniveauer forholdsmæssigt ud fra antal kunder/installationer. Derved belaster omkostningerne til overordnet teknisk administration alle kunder ens.

Ud fra ovenstående betragtning er omkostninger til overordnet teknisk administration indregnet i abonnementsbetalingen ved valg af prisstruktur.

Generel administration

Omkostninger til generel administration omfatter omkostninger vedrørende netvirksomhedens ledelse, personaleadministration, økonomifunktion m.m. Omkostningerne vurderes hverken at være decideret forbrugsafhængige eller afhængige af kundeforholdet, men har derimod karakter af en fast omkostning. Som det er tilfældet med omkostninger til overordnet teknisk administration, er det typisk valgt, at omkostninger til generel administration fordeles på spændingsniveauer forholdsmæssigt ud fra antal kunder/installationer. Derved belaster omkostningerne til generel administration alle kunder ens.

Ud fra ovenstående betragtning er omkostninger til generel administration indregnet i abonnementsbetalingen ved valg af prisstruktur.

Afskrivninger

Netaktiver, eksklusive målere

Afskrivninger på netaktiver er her valgt eksklusive afskrivninger på målere, idet afskrivninger på målere har et andet karakteristikum end de øvrige netaktiver. Afskrivninger på netaktiver eksklusive målere vil typisk være registreret særskilt i netvirksomhedens anlægskartotek. Fordeling af afskrivningerne på de enkelte spændingsniveauer kan derfor ske via direkte fordeling. Ved vurdering af hvilke afskrivninger

der skal medtages på de enkelte spændingsniveauer, tager virksomhederne typisk udgangspunkt i de anlægskategorier, som Energitilsynet anvender.

Ved valg af prisstruktur er afskrivninger på netaktiver eksklusive målere indregnet i den forbrugsafhængige betaling, idet dimensioneringen af nettet overordnet set antages at være afhængigt af forbruget. Historisk set har en række netvirksomheder anvendt tidsdifferentiering på denne omkostningsart, og der er fortsat mulighed herfor.

Omkostningerne indregnes i den nedadløbende tarif, således at fx C-kunder også bidrager til afskrivninger af 150-132 kV, 60-50 kV og 20-10 kV nettet.

Målere

Afskrivninger på målere er typisk anført som en særskilt omkostningsart. Dette skyldes, at afskrivning på målere modsat en række af de øvrige netaktiver er afhængige af antal kunder/installationer. Afskrivninger på målere vil normalt være registreret særskilt i netvirksomhedens anlægskartotek. Imidlertid vil målerne typisk ikke være opdelt på 150-132 kV, 60-50 kV, 20-10 kV og 0,4 kV-niveau, men derimod i over og under 63 A (svarende til Energitilsynets opdeling), og for målere under 63 A vil det være registreret om måleren er fjernaflæst (målere over 63 A er alle fjernaflæst). Som følge heraf vælges det, at fordele afskrivninger på målere ud fra en fordelingsnøgle, der dels tager udgangspunkt i forskelle i priserne på målerne, dels tager hensyn til antal målere pr. spændingsniveau (fordelings-nøglen "Målerpris").

Ved valg af prisstruktur indregnes afskrivninger på målere i abonnementsbetalingen, idet antal målere og dermed afskrivninger på målere knytter sig til kundeforholdet.

Driftsmidler og inventar

Afskrivninger på driftsmidler og inventar kan i altovervejende grad ikke knyttes til de enkelte spændingsniveauer. Ligeledes kan afskrivningerne ikke siges at være decideret forbrugsafhængige eller afhængige af kundeforholdet. Henset til afskrivningernes karakter, er det valgt at fordele afskrivningerne på de enkelte spændingsniveauer ud fra en generel fordelingsnøgle i form af antal MWh.

Ved valg af prisstruktur er afskrivninger på driftsmidler og inventar, eksempelvis servicebiler, indregnet i den forbrugsafhængige betaling, hvilket i vid udstrækning følger af den valgte fordelingsnøgle og i den nedadløbende tarif. Dette skyldes en vurdering af, at driftsmidler og inventar knytter sig til brugen af nettet.

Bygninger, ekskl. transformerstationer

Afskrivninger på bygninger behandles som afskrivninger på driftsmidler og inventar. Afskrivninger på transformerstationer medtages under afskrivninger på netaktiver.

Øvrige omkostninger

Omkostninger til rådgivning om energibesparelsesaktiviteter

Dansk Energi har i henhold til elforsyningslovens § 73 b anmeldt et princip om, at netvirksomhederne fastsætter én enhedstarif, der pålignes alt forbrug. Anmeldelsen afventer ved rapportens aflæggelse formel godkendelse fra Energitilsynet.

Omkostninger til rådgivning om elsikkerhed

Erfaringsmæssigt har netvirksomhederne overordnet set ikke en høj grad af detailregistrering for dette område, hvorfor det er valgt at fordele omkostningerne på spændingsniveauer ud fra en generel fordelingsnøgle (MWh) frem for direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til rådgivning om elsikkerhed indregnet i den forbrugsafhængige betaling. Som følge af omkostningernes karakter er det valgt at indregne omkostningerne til rådgivning om elsikkerhed i den nedadløbende tarif.

Omkostninger til arbejde med elsikkerhed

Omkostninger til arbejde med elsikkerhed omfatter fx kursus for de udførende medarbejdere og knytter sig til omkostningsarten *drifts- og vedligeholdelse*, som er beskrevet ovenfor. Omkostninger til arbejde med elsikkerhed kan ikke umiddelbart fordeles på spændingsniveauer, hvorfor det er valgt at fordele omkostningerne ud fra en generel fordelingsnøgle (MWh).

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til arbejde med elsikkerhed indregnet på samme måde som omkostningsarten *drifts- og vedligeholdelse*, dvs. i den forbrugsafhængige betaling og den nedadløbende tarif.

Omkostninger ved nettab

Omkostninger til nettab kan henføres direkte til spændingsniveauer. På baggrund heraf vælges det, at omkostningerne skal fordeles på spændingsniveauer via direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til nettab indregnet i den forbrugsafhængige betaling, idet nettabet er forbrugsafhængigt. Det er valgt at indregne omkostninger til nettab i den nedadløbende tarif, således at fx C-kunder også bidrager til deres andel af nettabet på 150-132 kV, 60-50 kV og 20-10 kV niveau. Udover at nettabet er forbrugsafhængigt, er det også afhængigt af belastningen af nettet.

Historisk set har en række netvirksomheder tidsdifferentiering på denne omkostningssart, hvilket der stadig er mulighed for.

Omkostninger til sikring af forbrugerindflydelsen

Omkostninger til sikring af forbrugerindflydelsen omfatter omkostninger til afholdelse af valg, repræsentantskabsmøder m.m. Omkostningerne kan ikke siges at være forbrugsafhængige, men kan i en vis udstrækning vurderes at afhænge af antal kunde-forhold. På baggrund heraf er det valgt, at omkostninger til kundeadministration fordeles på spændingsniveauer forholdsmæssigt ud fra antal kunder/installationer.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til sikring af forbrugerindflydelsen indregnet i abonnementsbetalingen, således at omkostningerne belaster alle kunder ens.

Ydelser til afvikling af tjenestemandspensionsforpligtelser

Ydelser til afvikling af tjenestemandspensionsforpligtelser vedrører pensionsforpligtelser fra før 1. januar 2000 i netvirksomheder, der drives, eller har været drevet i kommunalt regi. Tjenestemandspensionerne kan ikke henføres direkte til spændingsniveauer, ligesom omkostningerne er historisk betinget og dermed uafhængige af netvirksomhedens nuværende drift. På baggrund heraf er det valgt, at omkostningerne til afvikling af tjenestemandspensioner skal fordeles på spændingsniveauer ud fra en generel fordelingsnøgle i form af MWh.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til afvikling af tjenestemandspensioner indregnet i den forbrugsafhængige betaling, hvilket i vid udstrækning følger af den valgte fordelingsnøgle. Det er valgt at indregne omkostninger i den nedadløbende tarif under den antagelse, at størstedelen af omkostningerne vedrører pension til de udførende medarbejdere. Indregningen svarer således til indregning af drifts- og vedligeholdelse som beskrevet tidligere.

Denne post indregnes erfaringsmæssigt relativt forskelligt i netvirksomhedernes tariffer.

Omkostninger til tilsyn og kontrol

Omkostninger til tilsyn og kontrol med offentlige serviceforpligtelser, som udføres efter regler fastsat i elforsyningsloven, kan ikke umiddelbart henføres til spændingsniveauer, hvorfor det er valgt at fordele omkostningerne ud fra en generel fordelingsnøgle i form af MWh.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til tilsyn og kontrol indregnet i den forbrugsafhængige betaling, hvilket i vid udstrækning følger af den valgte fordelingsnøgle, men ikke i den nedadløbende tarif. Dette skyldes en lovgivningsmæssig forpligtelse til at føre tilsyn og kontrol, hvorfor disse omkostninger ikke knytter sig direkte til brugen af nettet.

Rimelige omkostninger til demontering af luftledninger

Rimelige omkostninger til demontering af luftledninger omfatter typisk personaleomkostninger, mens restafskrivning af ikke fuldt afskrevne luftledninger henhører under afskrivninger. Omkostningerne til demontering af luftledninger kan typisk henføres direkte til spændingsniveauer. På baggrund heraf er det valgt, at omkostningerne skal fordeles på spændingsniveauer via direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til demontering af luftledninger indregnet i den forbrugsafhængige betaling og den nedadløbende tarif. Baggrunden herfor er, at demonteringsomkostningerne knytter sig til omkostningsarten *drifts- og vedligeholdelse*, som er beskrevet ovenfor, hvorfor omkostningerne tarifmæssigt behandles på tilsvarende vis.

Forsikringspræmier

Forsikringspræmier vedrører netaktiver og kan typisk henføres direkte til transformerstationer på de enkelte spændingsniveauer. På baggrund vælges det, at omkostningerne henføres til spændingsniveauer via direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur er omkostninger til forsikringspræmier indregnet i den forbrugsafhængige betaling og den nedadløbende tarif. Baggrunden herfor er, at forsikringspræmier knytter sig til omkostningsarten *drifts- og vedligeholdelse*, som er beskrevet ovenfor, hvorfor omkostningerne tarifmæssigt behandles på tilsvarende vis.

Øgede driftsomkostninger til målinger i henhold til måleforskrifter

Øgede driftsomkostninger til målinger i henhold til måleforskrifter knytter sig til kundeforholdet. Derfor er det i modellen valgt at fordele omkostningerne ud fra fordelingsnøglen antal kunder/installationer.

Ved valg af prisstruktur er det valgt at indregne omkostninger til øgede driftsomkostninger til målinger i abonnementsbetalingen, hvorved omkostningerne belaster alle kunder inden for hver kundekategori ens.

Driftsomkostninger som følge af kabelfejl

Driftsomkostninger som følge af kabelfejl omfatter alene fejl på spændingsniveauer over 20 kV. Sådanne omkostninger kan typisk henføres direkte til spændingsniveauer. På baggrund heraf er det i modellen valgt, at omkostningerne skal henføres til spændingsniveauer via direkte fordeling.

Ved valg af prisstruktur er driftsomkostninger som følge af kabelfejl indregnet i den forbrugsafhængige betaling (nedadløbende tarif). Baggrunden herfor er, at driftsomkostninger som følge af kabelfejl knytter sig til omkostningsarten *drifts- og vedlige-*

holdelse, som er beskrevet ovenfor, hvorfor omkostningerne tarifmæssigt behandles på tilsvarende vis.

Omkostninger ved aktualisering af eventualforpligtelser

Omkostninger ved aktualisering af eventualforpligtelser relaterer sig til hel og endelig afvikling af tjenestemandforpligtelser, hvorfor omkostningerne tarifmæssigt behandles på tilsvarende vis.

Bilag 2 - Om nettabstarif

Når der transporteres elektricitet gennem det kollektive elforsyningsnet, opstår der tab af energi i elforsyningsnettets komponenter, primært i ledninger og transformere. På helt kort sigt udgør værdien af disse tab i meget høj grad netvirksomhedernes marginale omkostninger ved øget forbrug.

Netvirksomhedernes omkostninger til dækning af nettab indgår i dag i den forbrugsafhængige tarif. En nettabstarif, der afspejler netvirksomhedernes marginale nettabsomkostninger på leveringstidspunktet, kan således gøre elkundernes betaling mere omkostningsægte og dermed sikre et mere efficient forbrugsmønster.

Værdien af nettabet afhænger dels af mængden af energi, der tabes, og dels af den enhedsværdi, som den tabte energi repræsenterer på tabstidspunktet. Nettabsomkostningen afhænger således både af prisen på engrosmarkedet, den såkaldte spotpris, og af tabene forbundet med distribuering af energiforbruget på leveringstidspunktet. Spotprisen opgøres for og varierer over hver enkelt time døgnet rundt.

Det fysiske tab i el-nettet afhænger selvfølgelig af antallet af komponenter og længden på kablerne, som elektriciteten transporteres igennem, samt beskaffenheden af disse. Endvidere stiger tabet som følge af øget belastning af el-nettet. Det medfører, at der sker et marginalt øget tab som følge af et øget forbrug, og at tabet stiger relativt mere ved øget belastning af nettet (spidslast). Den effektive tarif bør i så vid udstrækning som muligt afspejle dette.

For at beregne det faktiske marginale nettab skal netvirksomhederne have meget specifik viden om den faktiske belastning i nettet samt den enkelte forbrugers samtidige marginale belastning. Det marginale nettab er derfor ikke trivielt at beregne, og det bør således altid vurderes, om gevinsterne står mål med tilhørende omkostninger.

Der kan estimeres administrerbare metoder til beregning af mere marginalomkostningsafhængige nettabstariffer, om end disse må tage udgangspunkt i tilgængelige inputvariable. Estimationerne kan tage udgangspunkt i aggregerede data, som netvirksomhederne allerede har kendskab til. Med øget kendskab til de enkelte forbrugeres aktuelle forbrug, som kan opnås ved timemåling af forbruget, vil kvaliteten af beregningerne stige.

Det vigtige i beregningen af en eventuel nettabstarif er, at elkundens betaling afspejler den aktuelle belastning i nettet og spotprisen på forbrugstidspunktet.

Distributionsselskaberne kender erfaringsmæssigt den gennemsnitlige andel af energien, der går tabt i deres respektive net. Denne kan i et gennemsnitligt net estimeres til at udgøre ca. 4 % af den leverede mængde energi.

Oversigtsberegninger baseret på nettets benyttelsesprofiler og spotprisens variation anslår, at de marginale nettabsomkostninger varierer fra ca. 2 øre pr. leveret kWh og op til ca. 8 øre pr. leveret kWh (under ikke-ekstreme forhold). Den faktiske omkostning varierer fra en netvirksomhed til en anden og afhænger af nettets kvalitet, belastningsgrad og spotprisen på forbrugstidspunktet.

Præcise beregninger af de marginale nettabsomkostninger kræver data på meget detaljeret niveau. Tilnærmede beregninger af den marginale nettabsomkostning kan dog sikre en øget omkostningsægthed og tilvejebringe mere effektive forbrugsincitament.

Bilag 3 - Reguleringen på elforsyningsområdet

For Energitilsynets regulering gælder overordnet, at de kollektive elforsyningsvirksomheder skal prisfastsætte deres ydelser efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier eller kundegrupper giver anledning til, jf. elforsyningsloven §§ 69-73.

Med udgangspunkt i dette overordnede princip udøver Energitilsynet sin regulering i form af:

- Egen drift på baggrund af stikprøver i anmeldelser.
- Egen drift på baggrund af henvendelser mv.
- Klagesager.
- Udmelding af indtægtsrammer.
- Udmelding af forsyningspligtpriser.
- Udmelding af krav til forøgelse af effektiviteten.
- Tilsyn med og meddelelse af korrektioner til priser og rammer.
- Godkendelse af metode til prisfastsættelse.
- Tilsyn med branchevejledninger, dvs. Energitilsynet tager disse til efterretning med forbehold om at vende tilbage.

I henhold til elforsyningslovens § 73 b fører Energitilsynet tilsyn med de standardiserede vejledninger om fastsættelse af tariffer og betingelser mv. for net- og transmissionsvirksomhedernes ydelser, som energibranchens organisationer fastsætter.

På elområdet har Dansk Energi bl.a. udarbejdet *Vejledning til Tarifferegning* samt *Vejledning til Beregning af Standardtilslutningsbidrag*. Energitilsynet godkender ikke disse vejledninger, men tager dem til efterretning. At vejledningerne er taget til efterretning af Energitilsynet, betyder, at vejledningen kan anvendes som grundlag for det enkelte selskabs fastsættelse af tariffer, og at anvendelse ikke umiddelbart giver anledning til indsigelse fra Energitilsynets side.

Dansk Energis tarifvejledning bygger på princippet om omkostningsægthed, dvs. at en kunde hverken bør betale mere eller mindre end de omkostninger, vedkommende påfører elselskabet ved sin tilslutning og tilstedeværelse som kunde og omkostninger i forbindelse med den leverance, som vedkommende modtager, samt et rimeligt bidrag til selskabets overskud inden for den udmeldte indtægtsramme. Generelt betyder dette, at netvirksomhederne alene kan benytte dynamiske tariffer, såfremt omkostninger varierer pr. tidsenhed.

Sammenfattende sigter vejledningen på at udmønte elforsyningslovens krav om, at prisfastsættelsen skal ske efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte kundegrupper giver anledning til.

Bilag 4 - De nye anvendelsesområder for el

El-patroner

Generelt

"El-patronloven" medfører, at den varme, som produceres med el-patronen, beskattes med 208 kr./MWh-varme i 2010. Til sammenligning er energiafgiften inklusive elsparebidrag, distributionsafgift og tillægsafgift på elektricitet 721 kr./MWh i 2010. Afgiften afregnes på den anvendte og målte elektricitet. Den el, der anvendes i el-patroner er tillige fritaget for PSO-tariffen, som opkræves over elregningen.

Den lempelige afgiftsbelastning af el i el-patroner gør i dag disse kommercielt fordelagtige i flere sammenhænge, fordi investeringen er lav i forhold til andre varmeproduktionsløsninger. Hertil kommer, at der ikke er nævneværdigt vedligehold, tab, kapacitetsbetalinger eller andre udgifter, som belaster el-patronen, når den først er etableret.

El-patroner i fjernvarmesystemer er især anvendelige i et sammenhængende energisystem med meget fluktuerende energi, idet el-patroner medfører følgende systemfordele:

- Overskydende el kan absorberes med kort varsel.
- Etablering af forbrug i perioder, hvor udbud overstiger efterspørgsel, dvs. det undgås at "forære" overskydende el bort.
- Overskydende el kan konverteres til varme, som tilmed kan lagres.
- Der kan relativt billigt og hurtigt etableres en ret stor elkapacitet, der kan om-danne el til fjernvarme
- El-patroner kan nyttiggøres i relation til Energinet.dk's forskellige markeder for systemtjenester.

Hos netvirksomhederne er det normalt praksis, at tilslutningsgebyr kan undgås, såfremt el-patronen gøres afbrydelig. Afbrydelse vil kunne indtræffe, når de øvrige kunders og el-patronens samlede forbrug i transformatorstationen alternativt vil overstige kapaciteten. For nuværende vil el-patronerne sjældent afbrydes, idet el-patronen normalt kommer i drift, når det øvrige elforbrug er lavt.

Udbredelsen af el-patroner afhænger af prisen på den alternative varmeproduktionsløsning, dvs. anlæg el-patronen potentielt vil kunne fortrænge. El-patronen vil kunne producere varme til summen af energiafgift, net- og systemtarif samt nettarif plus

købsprisen for den el, som anvendes i el-patronen. I de tilfælde, hvor der er rigelig kapacitet i det lokale net, vil en marginal tarifiering af el til elpatroner være meget lav.

Det kan ikke udelukkes, at el-patroner tillige vil kunne være interessante for centrale kulfyrede anlæg, hvis anlægget kan undgå tvangskørsel af hensyn til forpligtelser om varmelevering, dvs. det tab, der fås ved el-produktion til lave elpriser, når anlægget holdes kørende på grund af efterspørgsel efter varme. I det tilfælde vil varmeprisen være højere end elprisen, og det centrale anlæg vil med fordel kunne afsætte den producerede elektricitet i egen el-patron frem for at sælge den til det offentlige net.

By-pass

Mere oplagt end at etablere elpatroner på centrale værker (og evt. de store decentrale værker – CC-værkerne) er at by-passe damp helt eller delvist fra turbinerne, så anlægget mindsker sin el-produktion.

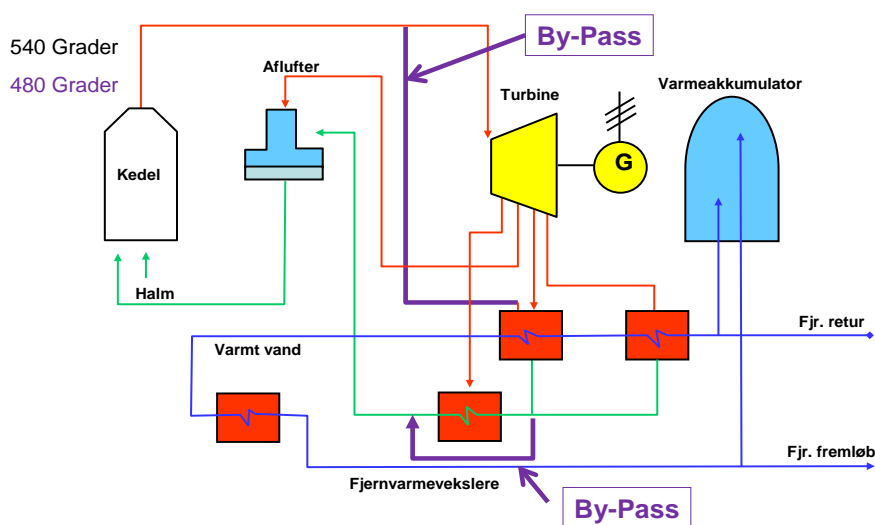
Ren bypass-drift:

- Ingen el-produktion
- Dampen sendes helt udenom én eller flere turbiner

Delvist by-pass:

- Reduceret el-produktion (2 muligheder):
 - Udtagning af damp fra kraftvarmeenheden, der udnyttes i fjernvarmeproducerende varmeveksler
 - Udkobling af fødevands- eller kondensatforvarmere

"Delvist by-pass" kan opnås ved at udkoble forvarmere og ved at reducere damptemperaturer



Et anlæg som fx Avedøreværkets blok 1 kan uden at investere by-passe delvist og nedsætte el-produktionen med ca. 100 MW. Fuld by-pass kræver væsentlige investeringer. På landsplan skønnes, at man kan by-passe, hvad der svarer til 3-400 MW el.

Det skal bemærkes, at de seneste afgiftsændringer gør by-pass interessant for kulfyret produktion, da afgiften herefter er den samme ved by-pass som ved kraftvarme-produktion.

Elprisen kan dog blive lavere end brændselsprisen også for centrale værker, således at det bedre kan betale sig at bruge billig el end fremstille varme ved brændsel ved by pass.

Dansk Fjernvarme har i et notat til Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer vurderet, at på den korte bane i de kommende 3-5 år vil der komme 200-400 MW yderligere el-patronkapacitet afhængig af prisudviklingen på spot- og reguler-kraftmarkedet. Bliver der færre ubalancer end i dag på grund af bedre prognoser samt flere og større forbindelser mellem øst og vest samt vores nabolande, så bliver potentialet mindre. Modsat bliver potentialet større, såfremt flere vindmølleparker, færre centrale anlæg i kontinuerlig drift mv. øger prisfluktuationerne og ubalancerne i det sammenhængende el-system.

El-patroner kan udskyde behovet for andet fleksibelt forbrug.

Potentiale for individuelle varmepumper

I områder uden fjernvarme og naturgas baseres opvarmningen i dag primært på olie-fyr og biomasse. Med den politiske vision om at gøre Danmark fri af fossile brændsler vil det være hensigtsmæssigt at omlægge oliefyrene til andre opvarmningsformer, fx varmepumper, der kan forsynes fra vedvarende energi baseret el-produktion. I følge Energinet.dk's analyse *Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark* fra marts 2009, vil det endvidere være samfundsøkonomisk hensigtsmæssigt at omlægge opvarmning med el-paneler og træpillefyr til varmepumper under visse forudsætninger⁵. En omlægning af samtlige oliefyr til varmepumper vil medføre et øget elforbrug til varmepumper på knap 2 TWh. Dertil kommer potentielle omlægninger af elforbrug fra elvarme til varmepumper, og endelig de eksisterende varmepumper, der i dag udgør et elforbrug på op mod 0,3 TWh. Hertil kommer omlægninger væk fra naturgas.

Der er begrænset viden om, hvor fleksibelt driften af en individuel varmepumpe kan indrettes, uden at det påvirker komforten i bygningen nævneværdigt. Foreløbige beregninger i rapporten *Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark* indikerer, at for et velisoleret parcelhus med vandbaseret opvarmning og gulvvarme og et års-

⁵ Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark, Energinet.dk, marts 2009.

forbrug på 6 MWh vil besparelsen ved at agere fleksibelt i spotmarkedet potentielt være 200-500 kr. pr. år. I markedet for manuelle reserver (regulerkraftmarkedet) vil gevinsten potentielt være af størrelsesordenen 400-800 kr. pr. år. Hertil kommer potentialerne ved indførelse af dynamiske afgifter og tariffer. Der er ikke foretaget vurdering af individuelle varmepumpers mulighed for at levere automatiske frekvensstøttende reserver. Generelt gælder, at varmepumper med varmemagasiner kan lagre varme og dermed have gode muligheder for relativt kortvarig nedregulering af elforbruget. Varmepumper uden varmemagasiner vil ikke have samme muligheder for at agere fleksibelt, da det alt andet lige vil medføre et større komforttab for brugeren. Men der vil være mulighed for at agere fleksibelt selv ved mindre temperatursvingninger, da bygningen i sig selv udgør et varmelager. Muligheden for nedregulering, hvis man ikke har varmemagasin, bestemmes i høj grad af bygningsisolering og tolerance for temperatursvingninger i bygningen.

Potentiale for kollektive varmepumper

Dansk Fjernvarme har tilkendegivet, at investeringer i kollektive varmepumper i dag ikke er økonomisk rentable, og det er ikke muligt at opstille et scenario for disses indfasning i varmeforsyningen.

Potentiale for el-biler

I modsætning til de individuelle varmepumper er el-biler i dag kun i yderst begrænset omfang tilgængelige på markedet, og teknologien er ikke i samme grad moden til en storskala udrulning. El-biler er relativt dyre i forhold til konventionelle biler med en benzin- eller dieselmotor. Visse analyser viser, at el-biler vil være på samme omkostningsniveau som konventionelle biler på længere sigt. Regeringen har udmeldt, at el-biler frem til 2015 skal friholdes for afgifter. Der er således et relativt stort politisk ønske om at fremme udviklingen med el-biler.

El-bilers opladning foregår i dag typisk med en separat "ladekonverter", som typisk ikke kan styres fleksibelt. Det forventes indenfor nogle år, at el-bilens hovedkonverter (der forsyner motoren) integreres med ladekonverteren, og el-bilen vil derigennem kunne styre opladningen væsentligt mere hensigtsmæssigt. El-bilen vil således potentielt kunne regulere meget ladning hurtigt og derved potentielt bidrage til levering af både automatiske og manuelle reserver, herunder regulerkraftydelse.

Der er foretaget vurderinger af tilgængeligheden af individuelle varmepumper og el-biler som regulerkraft. Vurderingerne er baseret på udbygningsforløb i 2025, jf. Energinet.dk's rapport *Effektivt anvendelse af vindkraftbaseret el*, og viser, at elforbrug fra disse enheder vil være aktive ca. 2000-3000 timer om året, hvis forbruget optimeres til timer med lave elpriser. Elforbruget vil kunne levere aktiv regulering i typisk 3-4000 timer. Hvis ikke driften af den individuelle varmepumpe er optimeret, vil varmepumpen typisk levere effekt i godt 5000 årstimer. Varmepumpernes muligheder for leve-

ring af regulerkraft vil konkret afhænge af årstiden, dvs. temperatur og aktuelt forbrug i selve driftstimen og kan, jf. ovenstående, være beskedene, hvis varmepumpen ikke forsynes med et varmemagasin.

Bilag 5 - Medlemmer af Arbejdsgruppen for dynamiske tariffer

Jørgen Calundann, Energistyrelsen, formand for arbejdsgruppen

Lykke Mulvad Jeppesen, Finansministeriet

Jens Holger Helbo Hansen, Skatteministeriet

Lauge Rasmussen, Energitilsynet

Henning Parbo, Energinet.dk

Jens Madsen, Dansk Energi

Frederik Dalgård Andersen, Dansk Energi

Anders Stouge, DI/DI Energibranchen

Troels Ranis, DI/DI Energibranchen

Kern Lærkholm Petersen, Forbrugerrådet

Peder Bjerring, Energistyrelsen, sekretær for arbejdsgruppen