

Markedsgørelse af forsyningssikkerhed



**Ea Energianalyse a/s
RISØ
COWI
Dansk Energi
RAM-løse edb**

Maj 2010

Bidragssydere:

Henrik Klinge Jakobsen, Risø Systemanalyse

Mikkel T. Kromann og Morten Hørmann, COWI

Hans Ravn, RAM-løse edb

Jørgen S. Christensen og Stine Grenaa, Dansk Energi

Lars Bregnbæk, Hans Henrik Lindboe, Mikael Togeby, Jesper Werling og János Hethey,
Ea Energianalyse

Projektet er støttet af EFP.

Ea Energianalyse a/s

Frederiksholms Kanal 1, 1.

1220 København K

Tel: 88 70 70 83

Web: www.eaea.dk

Indholdsfortegnelse

1	INDLEDNING	5
1.1	SAMMENFATNING	8
1.2	LÆSEVEJLEDNING.....	10
2	FORSYNINGSSIKKERHED I DET OVERORDNEDE ELSYSTEM	11
2.1	ELPRODUKTION OG KAPACITET I DET NORDISKE SYSTEM	11
2.2	NORDISK EFFEKTBALANCE.....	12
2.3	FORBINDELSER TIL OMVERDENEN	14
2.4	SYSTEMTILSTRÆKKELIGHED	14
2.5	ETSO OG UCTE.....	18
2.6	SYSTEMSIKKERHED - GENERELLE PRINCIPPER	19
2.7	AKTUELLE MÆNGDER OG TEKNISKE LØSNINGER I DANMARK	21
3	LEVERINGSSIKKERHED I LOKALE NET	23
3.1	10-20 kV DISTRIBUTIONSNET	24
3.2	FEJL OG FEJLSØGNING PÅ 10 kV RADIALER.....	25
3.3	LAVSPÆNDINGSNET.....	25
3.4	LAVSPÆNDINGSMASKENET	25
3.5	FREMTIDENS MULIGHEDER FOR OPTIMERING AF LEVERINGSSIKKERHED	26
3.6	INCITAMENTER VED KOMPENSATION OG REGULERINGER I FORM AF INDTÆGTSRAMMER	27
3.7	DANSK EFFEKTIVITETSREGULERING	28
4	ØKONOMISK TEORI BAG MARKEDSGØRELSE	31
4.1	MARKEDSGØRELSE OG VELFÆRDSASPEKTER	31
4.2	NIVEAUET FOR FORSYNINGSSIKKERHED.....	31
4.3	MARKED OG INDIVIDUEL (DIFFERENTIERET) FORSYNINGSSIKKERHED	34
4.4	SAMMENHÆNG MELLEM MARKED FOR FORSYNINGSSIKKERHED OG MARKED FOR EL	35
4.5	SAMMENHÆNG MED FLEKSIBELT FORBRUG OG AFBRYDELIGE KUNDER.....	37
4.6	SVÆKKER DEN FLEKSIBLE EFTERSPØRGSEL FORSYNINGSSIKKERHED?	39
4.7	SAMMENHÆNG MELLEM SPOTMARKED FOR EL OG VELFÆRDSTAB VED AFBRYDELSER FOR DEN ENKELTE.....	40
4.8	FORSYNINGSSIKKERHED OG OFFENTLIGE GODER	44
4.9	KOMPENSATIONSORDNINGER FOR AFBUD	47
4.10	EFTERSPØRGSELSFLEKSIBILITET: FRA AFBUDSKONTRAKTER TIL REALTIDSAFREGNING	53
4.11	VERTIKAL INTEGRATION	54
4.12	OPSUMMERING.....	54
4.13	TRIN I EN GRADVIS MARKEDSGØRELSE	55
4.14	FORSKELLIGE GRADER AF MARKEDSGØRELSE.....	55
5	TEKNOLOGIER TIL LEVERING AF MARKEDSGJORT TILSTRÆKKELIGHED	59
5.1	PRISFØLSOMT ELFORBRUG.....	60
5.2	ELBILER	64
5.3	NØDSTRØMSANLÆG.....	65
5.4	DECENTRALE KRAFTVARMEVÆRKER	66
5.5	MULIGHEDER FOR NEDREGULERING.....	68
5.6	OVERSIGT OVER POTENTIALER OG ØKONOMI	69
6	MODELBEREGNINGER, SYSTEMTILSTRÆKKELIGHED I DET OVERORDNEDE ELSYSTEM	71
6.1	METODISK TILGANG	71
6.2	TILSTRÆKKELIGHEDSKRAV I REFERENCEN.....	72
6.3	OPSTILLING AF TILSTRÆKKELIGHEDSSCENARIER	73
6.4	MODELANALYSENS RESULTATER	79
7	MODELBEREGNINGER, LEVERINGSSIKKERHED I LOKALE NET	84

7.1	BESKRIVELSE AF ØKONOMISKE KONSEKVENSER AF AFBRUD	86
7.2	MULIGHEDER FOR AT PÅVIRKE FORSYNINGSSIKKERHEDEN	87
7.3	LOKALNETTET I FORHOLD TIL DET OVERORDNEDE NET	90
8	CASE STUDIER	91
8.1	CASE A: EFFEKT-TILSTRÆKKELIGHED	92
8.2	CASE B: TRANSMISSIONSNETTETS TILSTAND	98
8.3	CASE C: DISTRIBUTIONSNETTETS TILSTAND	99
9	ORDFORKLARING, DEFINITIONER OG ANVENDTE FORKORTELSER	103
10	REFERENCER	104
11	BILAG 1: REGULERING AF DISTRIBUTIONSELSKABER I EN RÆKKE LANDE	107
12	BILAG 2: ERFARINGER FRA ANDRE SEKTORER	118
13	BILAG 3: OMKOSTNINGER TIL SYSTEMYDELSER I DANMARK	121
14	BILAG 4: SCENARIO KONSTRUKTION TIL MODEL AF EFFEKT TILSTRÆKKELIGHED	127
14.1	OPBYGNING AF MODELDATA TIL REPRÆSENTATION AF UDFALD AF VÆRKER	127
14.2	OPBYGNING AF MODELDATA TIL BESKRIVELSE AF UDFALD AF UDLANDSFORBINDELSER	131
14.3	FORBRUGSPROFILER	132
14.4	SAMMENSÆTNING AF SCENARIO	133
14.5	KAPACITETSKRAFT I MODEL FOR EFFEKTTILSTRÆKKELIGHED	135
15	BILAG 5: MODELSIMULERING AF MARKEDSGJORT EFFEKTTILSTRÆKKELIGHED	137

1 Indledning

En lang række emner i elsystemet håndteres i dag på almindelige markedsvilkår. Spørgsmålet om, hvilke kraftværker der skal producere, afgøres i dag på almindelige markedsvilkår, fx i forbindelse med den nordiske elbørs, Nord Pool. Også andre ydelser i elsystemet, som fx at levere regulerkraft og visse typer reserver, leveres i dag på markedsvilkår i konkurrence mellem de centrale kraftværker og decentrale kraftværker og fx elkedler i forbindelse med fjernvarmenet. Grænserne for, hvad der håndteres på markedsvilkår, har udviklet sig markant i løbet af de sidste 10-15 år.

Store elforbrugere med en timemåler har i dag mulighed for at købe elektricitet til en dynamisk pris, fx til spotpris. Hvis de vælger det og vælger at reagere på prisen, fx ved at forbruge mindre i de tilfælde, hvor prisen er meget høj, så kalder man det prisfleksibelt elforbrug. Derved konkurrerer forbrugerne direkte med kraftværkerne om, hvad der skal ske i en given time.

Prisfleksibilitet på forbrugssiden er vigtig, for at elmarkedet kan fungere effektivt - også på investeringssiden. I modsat fald kan det blive nødvendigt at foretage indgreb i markedet af hensyn til forsyningssikkerheden. En måde at sikre forsyningssikkerheden på er at lade forbrugerne selv tage økonomisk ansvar for, hvilken forsyningssikkerhed de ønsker.

En gennemgribende markedsgørelse af forsyningssikkerheden vil i sin yderste konsekvens kunne betyde følgende:

- Forbrugeren er kun sikret strøm, såfremt han er villig til at betale den aktuelle pris.
- Kan strømmen ikke leveres af tekniske årsager, skal der defineres en ansvarlig og en økonomisk compensation. Herved forplanter forbrugerens præferencer sig i teorien gennem leverandører til producenter og netselskaber, og det rigtige niveau for forsyningssikkerhed vil blive dannet på markedsmæssige vilkår.

Formålet med dette projekt er at analysere tekniske, økonomiske og ansvarsmæssige aspekter ved i højere grad at basere forsyningssikkerheden på markedskræfterne.

Opretholdelse af en sikker energiforsyning har høj prioritet i moderne samfund. Især er energi i form af elektricitet blevet så afgørende for samfundets funktion, at selv kortvarige afbrydelser kan få betydelige konsekvenser for forbrugerne og for samfundet.

Tidligere varetog forbrugerejede og kommunalt ejede elselskaber elforsyningen og havde også ansvar for både udbygning af elsystemet og for forsyningssikkerheden. Med skabelsen af egentlige konkurrencemarkeder for elektricitet i slutningen af 1990'erne er organiseringen i elsektoren nu ændret. Med udgangspunkt i EU's direktiv om det indre marked for elektricitet er den danske elsektor organiseret med en efterspørgselsside (elforbrugere og elhandlere) og en udbudsside (elproducenter og elhandlere). Endvidere er der etableret netselskaber, et nationalt systemansvarligt transmissionsselskab samt en tilsynsmyndighed.

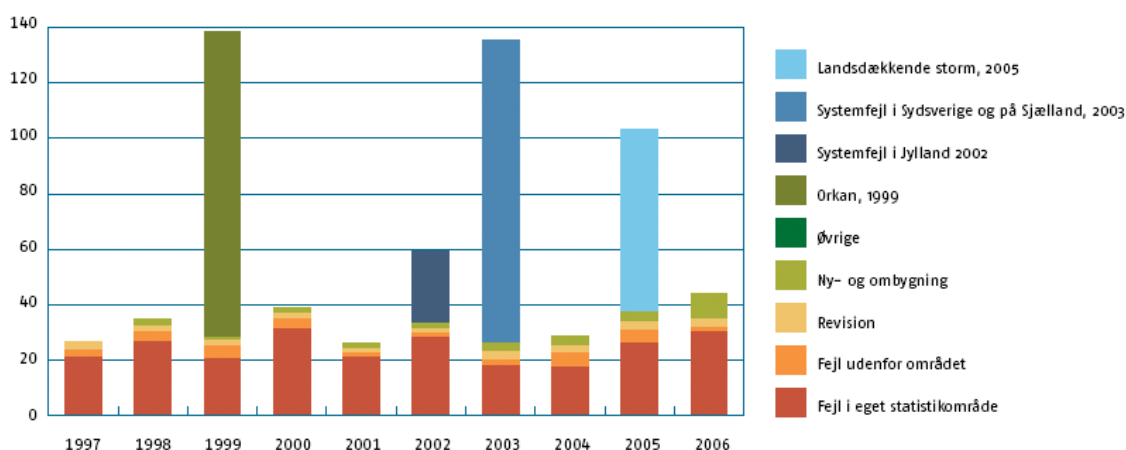
I henhold til eldirektivet har systemansvaret det overordnede ansvar for forsynings-sikkerheden i det nationale elsystem. Dette er i den danske ellov formuleret sådan, at den systemansvarlige virksomhed er ansvarlig for forsynings-sikkerheden og skal 1) opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem og 2) sikre tilstedeværelsen af en tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem. De enkelte netvirksomheder har ansvar for at opretholde den tekniske kvalitet i deres net og skal vedligeholde, om- og udbygge forsyningsnettet i deres forsyningsområde i fornødent omfang.

En teknisk vurdering af forsynings-sikkerheden opdeles almindeligvis i de to grundlæggende begreber, sikkerhed og tilstrækkelighed. Energinet.dk definerer begreberne på følgende måde (i Systemplan 2006):

- **System-sikkerhed:** Sikkerhed er systemets evne til at kunne klare pludselige forstyrrelser såsom elektriske kortslutninger eller uventede tab af systemelementer. Begrebet dækker dynamiske forhold.
- **Systemtilstrækkelighed:** Tilstrækkelighed er systemets evne til at dække kundernes samlede effektefterspørgsel og tilfredsstille deres krav om energi til enhver tid, idet der tages hensyn til planlagte og rimeligt forventelige udfald af systemelementer. Begrebet dækker stationære forhold.

Endvidere opereres med begrebet leveringssikkerhed. Leveringssikkerhed kan defineres som sandsynligheden for, at nettet er i stand til at transportere strøm til slutbrugere. Leveringssikkerhed er således ikke lig med forsynings-sikkerhed, men et vigtigt element heri.

Netselskaberne registrerer og offentliggør på årlig basis hyppighed og varighed af strømafbrydelser i Danmark. Figuren nedenfor viser varighed af afbrydelser i forsyningen fordelt på årsag. Det fremgår, at afbrydelser i det overordnede net sker relativt sjældent, men at konsekvensen heraf er relativt stor.



Figur 1: Varighed af afbrydelser i forsyningen fra lavspændingstransformere, fordelt på årsag (minutter per forbruger). Figuren medregner ikke fejl i lavspændingsnettet (0,4 kV), hvilket vurderes at øge den samlede afbrudstid med ca. 10% (Dansk Energi).

Klima- og Energiministeriet (2010) beskriver forsyningssikkerhed således:

”Forsyningssikkerhed er sandsynligheden for, at der er energitjenester til rådighed til konkurrencedygtige priser, når de efterspørges af danske forbrugere – uden at Danmark bringes i et uhensigtsmæssigt afhængighedsforhold til andre lande.

En politik til sikring af forsyningssikkerheden skal indeholde mekanismer, der sikrer, at de nødvendige energitjenester er til rådighed på vilkår, der bidrager til økonomisk stabilitet og samfundets udvikling generelt, og tager hensyn til økonomien for berørte forbrugergrupper: husholdninger, erhvervslivet og det offentlige. Indsatsen for at fastholde en høj forsyningssikkerhed skal være robust overfor internationale politiske udfordringer, markedsmæssige forhold samt klima-, energi- og miljøpolitiske hensyn.”

Ved analyse af forsyningssikkerhed er det ikke nok at vurdere niveauet af produktionskapacitet, det er også nødvendigt at se på leveringsforhold og sikkerhed ved disse. Man skal derfor undersøge både tilstrækkeligheden i produktionskapacitet og transmissions- og distributionskapacitet og sikkerheden (tilgængeligheden) ved driften af disse.

Begrebet 'energiforsyningssikkerhed' kan i visse tilfælde betragtes som et kollektivt gode. Hvis én elforbruger mister forsyning på grund af en fejl i distributionsnettet, så sker dette typisk også for mange andre – og de mulige investeringer, som kunne nedbringe risikoen for strømsvigt, vil komme alle til gode. Denne problematik gør det ofte svært at synliggøre det rette behov for forsyningssikkerhed, idet individuelle forbrugere vil kunne udnytte denne kollektivitet og derved deltage som “free riders”. Denne anskuelse kan dog gradbøjes givet forskellige former for tekniske løsninger til at differentiere levering af energi (fx timemålere og komponentafbrydere). Eksempelvis vil det ikke være fordelagtigt for den enkelte at underdrive behovet for forsyningssikkerhed, hvis man bliver koblet på nettet i prioriteret rækkefølge efter et strømnedbrud.

Da intet energisystem kan blive 100 % sikkert, er et af de centrale spørgsmål, hvor meget sikkerhed der er behov for. I teorien er svaret forbrugerens betalingsvillighed for sikkerhed kontra de omkostninger, der er forbundet med en forøgelse af forsyningssikkerheden. Dette betyder, at det kan betale sig at øge niveauet for forsyningssikkerhed, så længe forbrugerens værdisætning er større end eller lig med omkostningerne for at etablere dette. Dette bestemmer det økonomisk optimale niveau for forsyningssikkerhed. Problemerne opstår, hvis en central enhed skal finde den nødvendige information, der kræves for at finde dette niveau. I praksis bliver niveauet derfor oftere et interval, som tager hensyn til nogle af disse usikkerheder og manglende informationer.

Et af de centrale spørgsmål er derfor at undersøge, dels hvorledes det optimale niveau findes, og herunder hvordan informationer til bestemmelse af dette fremskaffes, dels hvorledes dette niveau af forsyningssikkerhed skal fremkomme - fx markedsbestemt eller ved offentlig regulering.

Ved en fuldstændig markedsgørelse af forsyningssikkerhed vil niveauet af forsyningssikkerhed blive bestemt igennem et konventionelt marked. Man vil således have priser for el og levering af el, som afspejler de omkostninger, der er forbundet med produktion, levering og sikkerhed for dette. Man vil således se priser, der i knappe perioder vil være ekstremt høje, da de ikke alene skal sikre produktions- og leveringskapacitet, men også udskiftning af slidte og derved usikre komponenter i denne kæde.

Priserne vil i højere grad være påvirket af geografi, da forbrugeren på et sådant marked vil kunne udtrykke de ønskede præferencer for mængde og pris på ethvert tidspunkt og sted. Inkluderet i dette udtryk vil også være det ønskede niveau af forsyningssikkerhed, udtrykt som forskellige niveauer afhængig af omkostningerne for dette. Denne type marked vil således ikke skelne mellem tilstrækkelighed og sikkerhed, da begge aspekter bliver inkluderet i den prissætning, der sker på markedet.

Desværre er det i dag ikke muligt at opfylde alle de kriterier, der er for at dække forsyningssikkerhed i det konventionelle marked. Dette skyldes det markedsgørelsesdesign, der anvendes i dag. Der er fx et opdelt ansvar afhængigt af, hvor tæt vi er på driftstidspunktet. Et andet problem er forbrugernes manglende mulighed for at udtrykke det præcise behov for levering af el. Der er ikke kommunikationsmuligheder for hver enkelt forbruger på hvert enkelt komponent i husholdningen, og det er heller ikke muligt at styre indkobling og udkobling på et sådant deltaljningsniveau.

Diskussionen om markedsgørelse af forsyningssikkerhed er således mest relevant, når vi har mulighed for at fjerne nogle af de begrænsninger, der gør, at vi ikke ser forsyningssikkerhed prissat i det nuværende marked. Det kan fx være elementer som manglende timemåling, manglende inkludering af geografiske forskelle og manglende styring af enkelt komponenter.

Dette projekt fokuserer på at identificere, hvor tæt vi kan komme på en markedsgørelse af forsyningssikkerhed under hensyntagen til transaktionsomkostninger og fysiske og teknologiske barrierer.

1.1 **Sammenfatning**

Markedsgørelse af forsyningssikkerhed kan betyde effektiviseringer i det samlede energisystem og besparelser for slutbrugerne. Analyserne viser, at der særligt i forbindelse med den del af forsyningssikkerheden, som handler om tilstrækkelighed, kan være besparelser at hente. Med moderne målere og kommunikationsudstyr er det realistisk, at alle forbrugere har mulighed for at udtrykke en øvre grænse for prisen for elektricitet. I nær fremtid kan udvalgte forbrug slukkes ved ekstremt høje priser.

De dele af forsyningssikkerheden, som knytter sig til lokale net, og som har karakter af et kollektiv gode, kan det være vanskeligere at markedsgøre. Der finder dog allerede en vis markedsgørelse sted, idet virksomheder med særlig kritisk elanvendelse for egen regning investerer i nødstrømsanlæg. Der er her beskrevet metoder til regulering af netselskaberne, herunder omkostningsregulering, som giver disse et incitament til at afbalancere investeringer i forbedringer af forsyningssikkerhed med omkostningerne herved.

Markedsgørelse af forsyningssikkerhed kan ske i flere trin. Her er analyseret følgende trin:

- Synliggørelse og reduktion af omkostninger
- Etablering af niveau for forsyningssikkerhed baseret på forbrugernes præferencer (omkostninger ved tab)
- Forsyningssikkerhed varierende mellem forbrugere, i varighed og tidsmæssig placering
- Individuelt niveau for forsyningssikkerhed.

Det er på nuværende grundlag vanskeligt generelt at bedømme, hvor mange af disse trin det er hensigtsmæssigt at tage.

Der er lavet 3 forsimplede cases om effektreserver, transmission og distribution som anviser hvordan omkostninger til forsyningssikkerhed kan holdes op mod fordele herved.

I alle tre cases konkluderes at forsyningssikkerhedselementet har omkostninger for forbrugerne, men i en størrelsesorden som muligvis godt kan retfærdiggøres i forhold til fordelene. Detaljeringsgraden i case-beregningerne retfærdiggør dog ikke egentlige konklusioner om forholdet mellem omkostninger og fordele.

Ønsker man i højere grad at bringe den danske elforsyningssikkerhed i retning af større markedsgørelse, vil det være oplagt i første omgang at kræve af selskaberne at de selv redegør for forholdet mellem omkostninger og fordele ved deres aktiviteter omkring forsyningssikkerhed. Dette første skridt vil også være meget nyttigt i en videre vurdering af mulighederne for yderligere markedsgørelse.

Det bekræftes i dette projekt igennem modelanalyse at der kan opnås besparelser ved at markedsføre effekttilstrækkelighed. I modellen er disse besparelser kvantificeret til 15-20 mia. kr. årligt for Norden og Tyskland (godt 1 øre per kWh). Besparelserne kommer primært ved at man undgår at holde produktionskapacitet i reserve som ellers er driftsøkonomisk udtjent. I stedet lader man markedet generere et direkte incitament til at forbrugerne, eller deres elselskaber, investere i teknologi der giver mere fleksibilitet og dynamik til systemet. Desuden reduceres sandsynligheden for at man igennem konservativ planlægning vedholder et for højt niveau for forsyningssikkerhed ud fra en samfundsøkonomisk betragtning.

Den øgede dynamik bidrager til effekttilstrækkeligheden da dynamikkens forsyningssikkerhedsmæssige værdi bliver afspejlet af prisen på strøm på et hvert givent tidspunkt. Men meget af investeringen i det dynamiske elsystem er ikke rentabelt alene af hensyn til forsyningssikkerhed. Øget aktivering af forbrugsressurser har en større værdi for elsystemer baseret på vindkraft og termisk produktion, frem for i det vandkraft-intensive Norden. Udviklingen med at aktivere forbrugsreserver er allerede i gang indenfor de nuværende markedsrammer.

Forsyningssikkerhed, øget behov for indpasning af fluktuerende vindkraft og ønsket om en mere effektiv anvendelse af både energi og kapitalressurser trækker i sammen retning i forhold til det dynamiske energisystem.

1.2 **Læsevejledning**

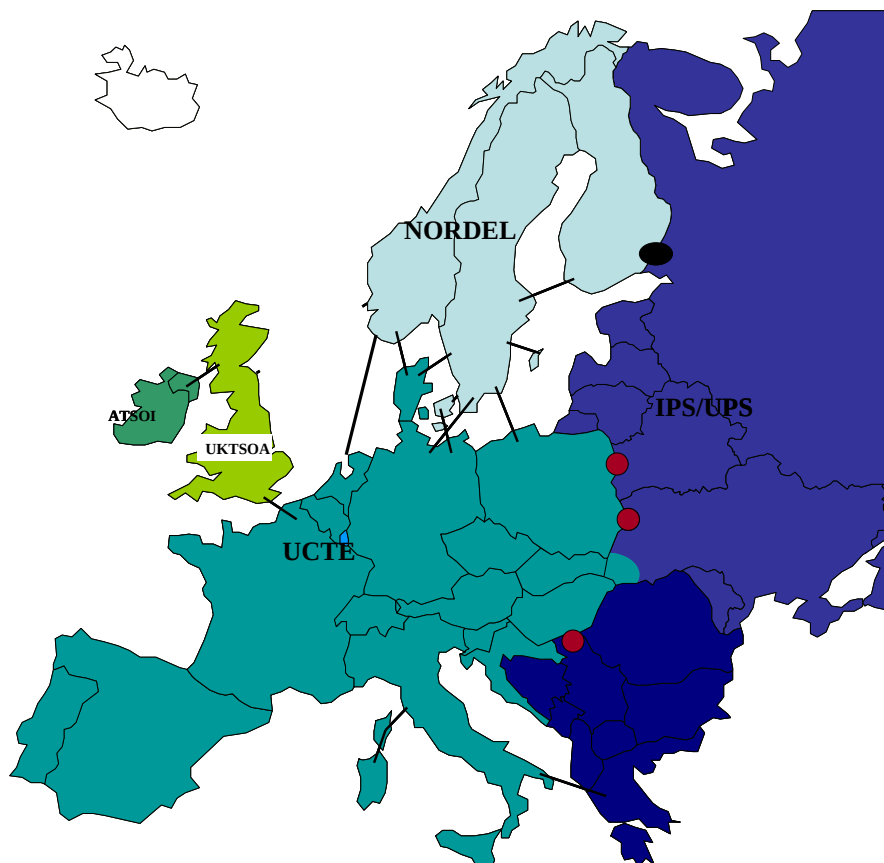
Rapportens kapitler belyser på hver deres måde emnet 'markedsgørelse af forsynings-sikkerhed'. Kapitlerne supplerer hinanden, men kan i vidt omfang læses uafhængigt af hinanden.

Kapitel 3 er en introduktion til forsyningssikkerhed og måden, det bliver håndteret på i dagens system. Der er her fokus på transmissionssystemet, mens forsyningssikkerhed i distributionssystemet behandles i kapitel 4. Kapitel 5 beskriver de teoretiske begrundelser for at studere en markedsgørelse af forsyningssikkerhed. I kapitel 6 er beskrevet en række teknologier, som kan være relevante fx i forbindelse med individuel håndtering af forsyningssikkerhed. Kapitel 7 og 8 er modelberegninger af forsyningssikkerhed i hhv. transmissionsnettet og distributionsnettet.

Ea Energianalyse har været primær skribent på kapitlerne 1, 2, 5 og 6, mens Risø og Cowi har stået for kapitlerne 4 og 8. Dansk Energi har stået for kapitel 3 og RAM-løse EDB for kapitel 7.

2 Forsyningssikkerhed i det overordnede el-system

Det danske elsystem er sammenhængende med Norden og Kontinentet og den daglige drift er nært knyttet til driften i de øvrige lande. Vestdanmark er synkront med det kontinentale elsystem, UCTE, mens Østdanmark er synkront med det nordiske elsystem, Nordel.



Figur 2: Placeringen af det danske elsystem i det samlede europæiske system.

2.1 *Elproduktion og kapacitet i det nordiske system*

Elproduktionen i det nordiske elsystem er i dag sammensat af ca. $\frac{1}{2}$ vandkraft, $\frac{1}{4}$ kernekraft og $\frac{1}{4}$ øvrig termisk produktion. Derudover en mindre andel vindkraft, hvoraf den danske produktion udgør hovedparten. Tabel 1 viser hvordan produktionen fordelte sig i 2008. Af tabellen fremgår det endvidere, at størsteparten af vandkraftproduktionen sker i Norge og Sverige, mens det finske og det danske elsystem helt overvejende er domineret af termiske kraftværker. Set over hele året var vandkraftproduktionen i 2008 betydeligt over normalåret.

De seneste 10 år har vandkraftproduktionen svinget mellem 167 TWh (1996) og 240 TWh (2008).

TWh	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Vandkraft	0	17	140	69	240
Kernekraft	0	22	0	61	83
Øvrig termisk kraft	28	35	1,5	15	79
Vindkraft	7	0	1,5	1	12
Total	35	74	143	146	414

Tabel 1: Elproduktionen i de nordiske lande i 2008 (Nordels Årsstatistik 2008).

Elproduktionskapaciteten i de nordiske lande fremgår af nedenstående Tabel 2. Til sammenligning var det samlede maksimale elforbrug i Norden ca. 69.000 MW i 2006.

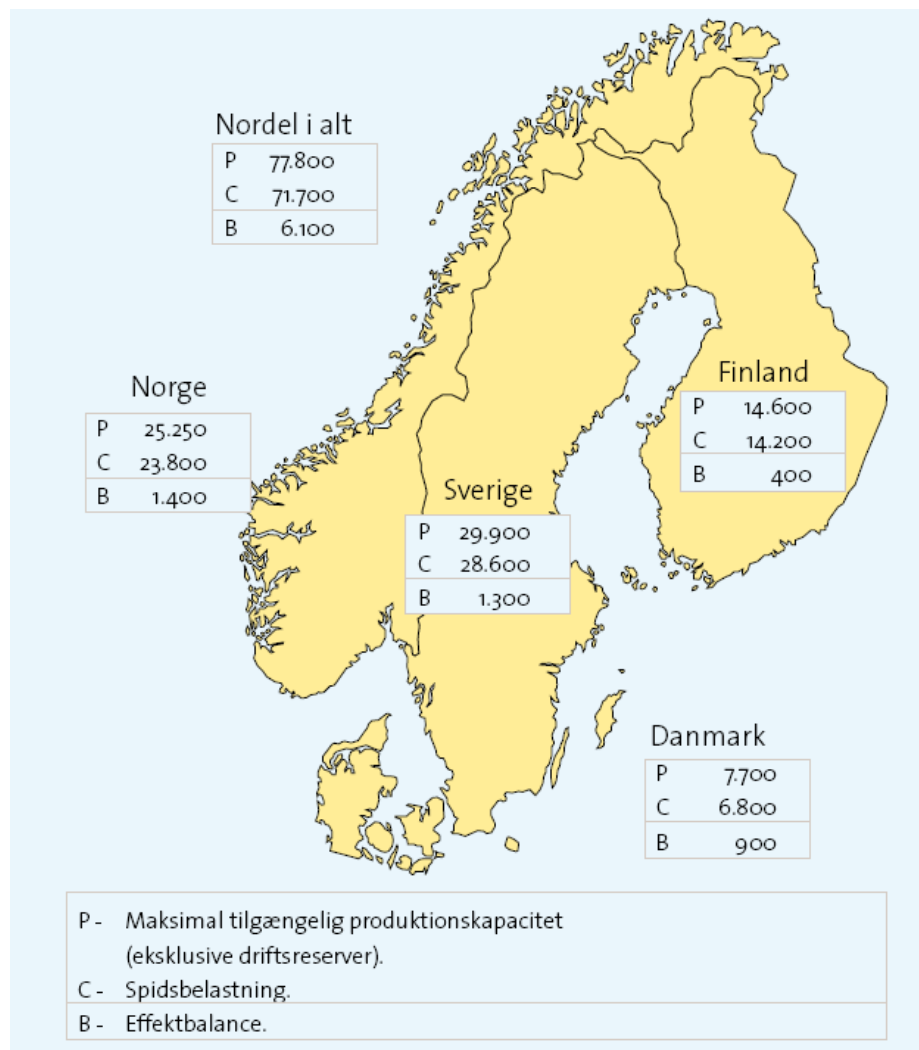
MW	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Maksimalt elforbrug	6.100	12.500	18.400	22.200	61.000
Elproduktion:					
Vandkraft	10	3097	29.474	16.195	50.649
Kernekraft	0	2575	0	8.938	11.584
Øvrig termisk kraft	9.446	11.150	890	8.027	29.633
Vindkraft	3.163	143	425	1.021	4.752
Total	12.618	17.036	30.789	34.181	97.199

Tabel 2: Elproduktionskapacitet og maksforbrug i de nordiske lande i 2008 (Nordels Årsstatistik 2008).

Sammenlignes produktionskapacitet i Norden med det maksimale forbrug kan man få det indtryk, at der er et betydeligt kapacitetsoverskud i det nordiske elsystem. En del af elproduktionskapaciteten er dog ikke tilgængelig for markedet, og desuden kan forbruget i en kold vinter være betydeligt højere end det var i 2008.

2.2 ***Nordisk effektbalance***

Nordel udarbejder årligt energi- og effektbalancer for det samlede Norden på 3-års sigt til vurdering af forsyningssikkerheden. Balancerne udarbejdes på baggrund af de systemansvarliges vurderinger af kapacitets- og forbrugsudviklingen i deres område. Vurderingerne af den forventede tilgængelige produktionskapacitet er baseret på udmeldinger fra producenterne i området.



Figur 3: Effektbalancen i Nordel vinteren 2012/2013 (Energinet.dk's Systemplan 2009). Effektbalancen er beregnet uden udveksling med naboområder (B). Den tilgængelige produktionskapacitet (P) er den installerede kapacitet fratrasket systemydelser samt den ikke tilgængelige produktionskapacitet, som ikke medregnes pga. vejrforhold (vind er bl.a. ikke inkluderet), varmelevering og begrænsninger i nettet. Det maksimale elforbrug (C) svarer til forbruget på en meget kold vinterdag.

Den nordiske effektbalance for vinteren 2012/2013 viser et overskud på 6.100 MW på en kold vinterdag, eksklusiv import. Samlet set forventes der således at være tilstrækkelig kapacitet i det nordiske system til at dække en situation, hvor der forekommer maksimalt forbrug. Sammenlignes Nordels balance for vinteren 2008/09 med Energinet.dk's seneste offentliggjorte Systemplan 2009, er der en forventning om, at 'available capacity' vil stige fra 73.900 MW til 77.800 på 3 år.

Finland forventes at have underskud og være afhængige af import fra naboområderne – Tyskland, Polen, Rusland og resten af Norden – for at kunne skabe balance mellem maksimalt forbrug og produktion. I Danmark forventes et overskud.

En del af de termiske kraftværker i Norden er af ældre dato, og det må forventes, at flere af disse skrottes i de kommende år samtidig med at forbruget stiger. Dette betyder, at der vil være behov for at opføre ny produktionskapacitet fremover.

2.3 **Forbindelser til omverdenen**

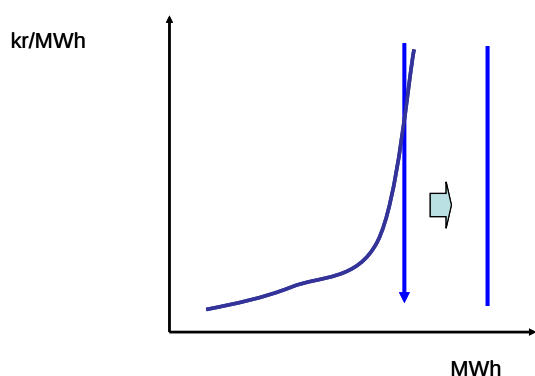
Det nordiske system er sammenkoblet til det tysk-polske system via forbindelser fra Danmark og Sverige på i alt ca. 3.000 MW, hvilket svarer til ca. 4 % af det maksimale forbrug i Norden. Samspillet mellem det termisk dominerede system i Danmark og på kontinentet og det vandkraftbaserede system i Norge og Sverige spiller en væsentlig rolle for produktions- og udvekslingsmønstre i det nordiske elsystem. Derudover er det finske system forbundet til kraftværker i Rusland, som leverer effekt til det nordiske marked, men der sker ikke eksport til Rusland. Overførselskapaciteten fra Rusland er ca. 1.500 MW.

2.4 **Systemtilstrækkelighed**

Før liberaliseringen af elsektoren lå ansvaret for forsyningssikkerheden hos de samme selskaber, som ejede net og kraftværker. Det var derfor en del af den centrale planlægning at sikre en udbygning af værker og net, som fastholdt et tilstrækkeligt niveau for forsyningssikkerheden. I dag er elmarkedet delvist liberaliseret, og systemansvaret, som har ansvaret for forsyningssikkerheden skal i princippet ikke have noget at gøre med udbygningen af produktionsenheder til anvendelse i markedet. Der er i dag fortsat tiltro til, at markedet kan sikre den tilstrækkelige udbygning.

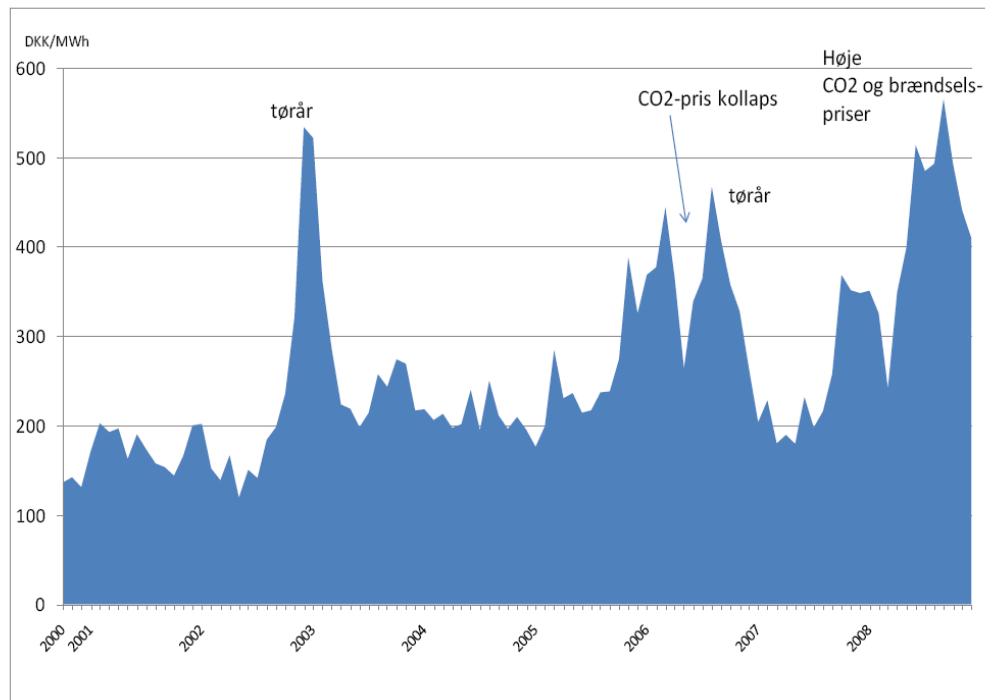
2.4.1 **Problemstillinger ved sikring af tilstrækkelighed i det liberaliserede marked**

Der er i dag tilstrækkelig kapacitet i det nordiske elmarked til at dække forbruget på et hvert tidspunkt. Det forventes dog, at forbruget vil stige de kommende år, og inden for en overskuelig tidsramme vil det være nødvendigt med nye investeringer. Figuren nedenfor illustrerer en forbrugsstigning over tid. I udgangspunktet er der tilstrækkeligt udbud i markedet til at dække forbruget, mens der efter forbrugsstigningen mangler kapacitet.

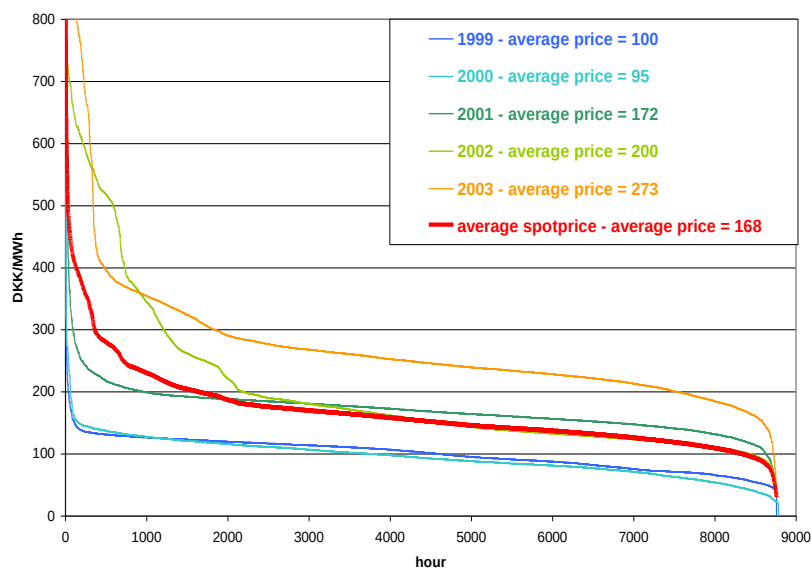


Figur 4: Illustration af forbrugsstigninger i markedet.

Den økonomiske teori tilsiger, at stigende efterspørgsel vil give stigende priser. Når priserne stiger til niveauet for de langsigtede marginal omkostninger for nye produktionsteknologier, vil kommercielle investorer komme på banen og etablere nye produktionsanlæg. De seneste år har priserne ikke endnu nået et niveau, som har initieret nye investeringer. Figurene nedenfor illustrerer prisudviklingen de seneste år.



Figur 5: Udviklingen i elprisen i det nordiske marked (systempris).

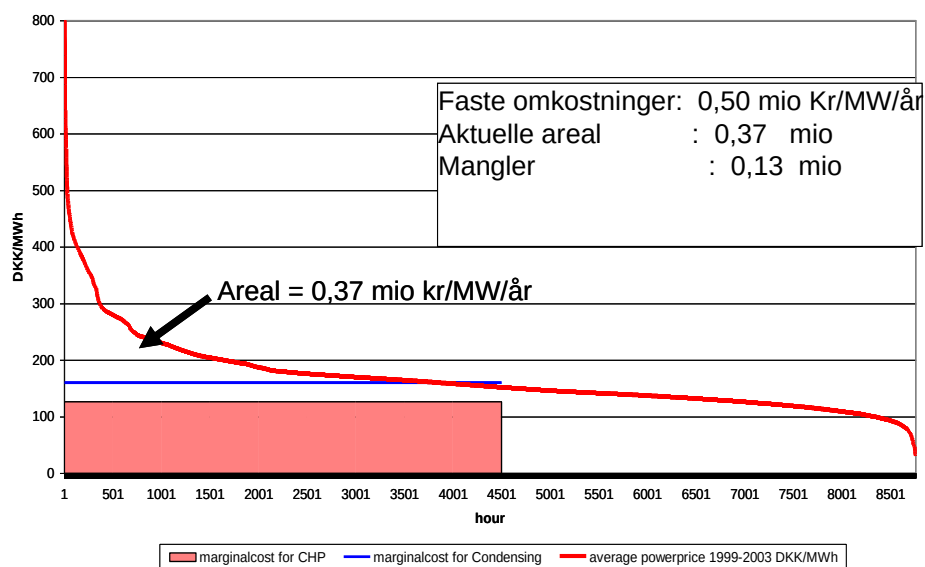


Figur 6: Varighedskurver for elprisen i det nordiske elmarked 1999-2003.

Det fremgår, at der kan være store svingninger i prisen fra år til år, ligesom at prisen varierer betydeligt henover året. Prisen afhænger bl.a. af brændselspriser og CO₂-kvotepriser, at tilstrømningen til vandkraftmagasinerne samt af graden af overskuds-kapacitet i systemet.

Investeringer i elmarkedet sker med en lang tidshorizont, da teknologierne som oftest er investeringstunge og har en lang teknisk levetid (>20 år). Investorer vil foretrække en relativt sikker indtjening for at foretage investeringen. Usikkerheder i langsigtede prognoser for elprisen kan derfor have betydning for det afkast, som investorerne forventer at få og kan betyde et højere forrentningskrav.

Nedenstående figur illustrerer problemstillinger ved en investeringsbeslutning i et gasfyret CC-anlæg i det nordiske elmarked. Der er indtegnet en varighedskurve for elprisen, som er gennemsnitsprisen af priserne i elmarkedet 1999-2003. Endvidere er der indtegnet de timer, hvor det nye anlæg kan forventes at være i drift. Anlægget kører i de timer, hvor det kan få dækket de kortsigtede marginalomkostninger. Dækning af de faste udgifter (inkl. investeringen) skal ske gennem indtjening i de timer, hvor elprisen er højere end de kortsigtede marginalomkostninger. I det viste tilfælde er indtjeningen ikke tilstrækkelig til at dække de faste omkostninger, og investeringsbeslutningen vil derfor ikke blive truffet.



Figur 7: Illustration af investeringsbeslutningen ved investering i gasfyret CC-anlæg. En spidslastteknologi, der kun forventes at køre meget få timer om året, skal på samme vis have dækket investeringsomkostningerne i de få timer, hvor den ikke selv sætter prisen. Dette kan kun være muligt, hvis en anden teknologi kan sætte prisen, og dette er kun muligt, hvis efterspørgselskurven er elastisk og forbruget dermed sætter prisen. Derfor er udvikling af elasticitet på efterspørgselssiden en nødvendighed for, at det liberaliserede elmarked kan virke på investeringssiden.

Som nævnt er der fortsat tiltro til, at markedet vil bringes til at virke på investeringssiden, men det udestår stadigvæk at se, at en markedsaktør træffer en investering på rent markedsbaserede vilkår i det nordiske marked.

2.4.2 Lovgivningen om håndtering af tilstrækkelighed

I det tilfælde at markedet ikke formår at tilvejebringe de nødvendige investeringer i elmarkedet, er det systemansvarets opgave at frembringe den nødvendige kapacitet.

Dette skal ske efter principper, som er fastlagt i den nationale lovgivning og i EU-direktiver.

Af særlig interesse er EU's elmarkedsdirektiv fra 2003 og EU's elforsyningssikkerhedsdirektiv fra 2006. Relevante uddrag af direktiverne er inkluderet i bilag 1.

Fra elmarkedsdirektivet kan nævnes følgende punkter:

- Medlemsstaterne skal overvåge forsyningssikkerheden. Overvågningen omfatter navnlig udbuds/efterspørgselsbalancen på det nationale marked, den forventede fremtidige efterspørgsel og den påtænkte supplerende kapacitet, der er under planlægning eller etablering, såvel som nettenes kvalitet og vedligeholdelsesniveau samt foranstaltninger til dækning af perioder med særlig høj efterspørgsel og til afhjælpning af bortfald af forsyninger fra en eller flere leverandører. Overvågningen skal rapporteres hvert andet år til EU.
- Ved etablering af ny produktionskapacitet anvender medlemsstaterne en bevillingsprocedure med objektive, gennemsigtige og ikke-diskriminerende kriterier.
- Medlemsstaterne skal af hensyn til forsyningssikkerheden sørge for, at der kan indføres ny kapacitet eller foranstaltninger til energieffektivitet gennem efterspørgselsstyring ved anvendelse af en udbudsprocedure eller en anden procedure, der opfylder samme krav om gennemsigtighed og ikke-diskrimination, på grundlag af offentliggjorte kriterier.

Fra elforsyningsdirektivet kan endvidere nævnes:

- Medlemsstaterne sikrer en høj grad af elforsyningssikkerhed ved at træffe de nødvendige foranstaltninger til fremme af et stabilt investeringsklima og fastlægge, hvilke roller og ansvarsområder de kompetente myndigheder skal have.
- Medlemsstaterne træffer egnede foranstaltninger til at opretholde balancen mellem efterspørgslen efter elektricitet og den produktionskapacitet, der er til rådighed. Medlemsstaterne skal navnlig: med forbehold af små isolerede systemers særlige behov tilskynde til etablering af en engrosmarkedsstruktur, som afgiver passende prissignaler vedrørende produktion og forbrug, samt pålægge transmissionssystemoperatørerne at sikre en hensigtsmæssig reservekapacitet til balanceformål og/eller vedtage tilsvarende markedsbaserede foranstaltninger.

Endvidere specificeres i elforsyningssikkerhedsdirektivet nærmere indholdet i den rapport om elektricitetssystemets samlede evne til at efterkomme den nuværende og forventede efterspørgsel efter elektricitet, som der ifølge elmarkedsdirektivet skal indsendes fra medlemsstaterne hvert andet år.

I den danske Lov om elforsyning står der følgende

”§ 27 d. Stk. 2. Transport- og energiministeren kan fastsætte regler om, at den systemansvarlige virksomhed skal iværksætte nærmere angivne foranstaltninger, hvis disse foranstaltninger anses for nødvendige for at opretholde en tilstrækkelig forsyningssikkerhed. Ministeren kan herunder fastsætte regler om, at foranstaltningerne

skal iværksættes efter udbud eller anden gennemsigtig og ikke-diskriminerende procedure.

§ 27 d. Stk. 3. Den systemansvarlige virksomheds iværksættelse af foranstaltninger efter stk. 2 skal godkendes af transport- og energiministeren.”

Der er således i lovgivningen fastlagt rammer for, hvordan mangel på produktionskapacitet håndteres i det liberaliserede marked.

2.4.3 Spidslastreserver

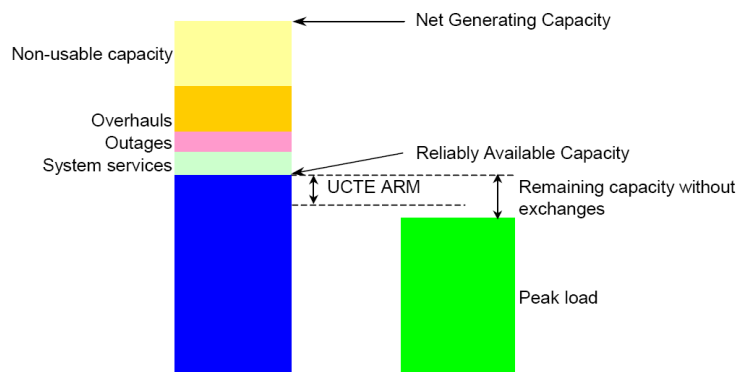
I nordisk sammenhæng er det aftalt mellem systemansvarerne, at man kan opkøbe såkaldte spidslastreserver, såfremt tilstrækkeligheden er i fare. (Opkøbet sikrer, at eksisterende kapacitet ikke mølposelægges eller skrottes) Systemansvarerne har indbyrdes aftalt retningslinier for hvordan en procedure for opkøb af spidslastreserver kan iværksættes for at reducere de negative effekter på prisdannelsen i elmarkedet.

Kun Sverige har i praksis købt spidslastreserver for det Sydsvenske område.

2.5 ETSO og UCTE

Som svar på kravene i Eldirektivet udgiver UCTE hvert andet år en rapport om tilstrækkelighed. Den seneste rapport er fra 2008. Ligesom hos Nordel ligger nøglen til at forstå hvilke krav der egentlig stilles til tilstrækkeligheden, i den måde Systemansvaret definerer den tilgængelige kapacitet, Available Capacity.

Etso operer med følgende systematik:



Figur 8: ETSO-kravet er, at Remaining Margin > ARM = 5%

The methodology consists in identifying the ability of generation to meet the demand by calculating the so-called “remaining capacity”. For UCTE countries, an Adequacy Reference Margin (ARM) has been used as adequacy index; it corresponds to a proportion of the Net Generating Capacity, set between 5% and 10% according to the country considered depending on its electric system characteristics.

Net Generating Capacity (NGC) of a power station is the maximum electrical net active power it can produce continuously throughout a long period of operation in

normal conditions. NGC of a country is the sum of the individual NGC of all power stations connected to either the transmission grid or to the distribution grid.

Unavailable Capacity is the part of NGC that is not reliably available to power plant operators due to limitations of the output power of power plants. It consists of the Non-Usable Capacity, Maintenance and Overhauls, Outages and System Services Reserve.

2.5.1 Opsamling på systemtilstrækkelighed

I det liberaliserede marked forventes det, at de kommercielle investorer sikrer udbygningen med produktionskapacitet og dermed systemtilstrækkeligheden. Det er afgørende, at efterspørgselselasticiteten i markedet udvikles, hvis markedet skal bringes til at fungere på investeringssiden.

Der er fortsat tiltro til, at markedet vil sikre de nødvendige produktionsinvesteringer, og at der ikke vil være brug for særlige indgreb for at sikre systemets tilstrækkelighed. Gennem lovgivningen er der imidlertid åbnet mulighed for, at systemansvaret kan sikre tilgang af ny produktionskapacitet gennem udbud, hvis markedet ikke leverer de nødvendige investeringer.

En vigtig forudsætning for at markedet kan fungere på investeringssiden er, at markedsaktørerne har tiltro til markedet og til, at der ikke sker politiske indgreb, som forvrider markedet. At lovgivningen giver mulighed for, at systemansvaret kan gribe ind i markedet, kan ses som en svækkelse i troen på markedet og sende et signal til investorerne om, at de ikke bør investere. Omvendt er det en nødvendighed, at der er mulighed for at gribe ind, hvis markedet svigter, hvorfor det kan være nødvendigt at have forberedt særlige beføjelser til systemansvaret. Dette er et paradoks ved investeringer i det liberaliserede marked, som kan være vanskeligt at håndtere.

De systemansvarlige selskaber overvåger tilstrækkeligheden, og har ifølge direktivet mulighed for at iværksætte procedurer hvis de anvendte kriterier overskrides.

2.6 **Systemssikkerhed - Generelle principper**

Systemansvaret har i dag ansvaret for forsyningssikkerheden i det overordnede net.

For at kunne opretholde den fysiske balance i elsystemet ved havarier på større anlæg er der i elsystemet behov for at opretholde en vis mængde driftsforstyrrelsesreserver. I dag håndteres dette i Danmark af systemansvaret, Energinet.dk. Den nødvendige mængde driftsforstyrrelsesreserve afhænger bl.a. af valg af dimensioneringskriterier vedrørende forsyningssikkerhed samt af den dimensionerende fejl.

Kriterierne for driftssikkerhed i Nordel er i dag beskrevet i en bindende aftale mellem landene (Systemdriftsaftalen). Vigtige elementer i Systemdriftsaftalen er følgende:

- N-1: Fejl med størst konsekvens er dimensionerende
- ”En dimensionerende fejl i et delsystem må ikke medføre alvorlige driftsforstyrrelser i andre delsystemer.”

- ”Er elsystemet ikke i normal drift efter en driftsforstyrrelse skal systemet indenfor 15 minutter være tilbage i normal drift”.

Ifølge den Nordiske Systemdriftsaftale leverer landene (2008):

	DK	SF	NO	SE	I alt
Frekvensstyret normaldriftsreserve	23(*)	143	202	231	600
Frekvensstyret Störningsreserve	168	251	348	394	1.160
Snabb aktiv Störningsreserv (15 minutters reserver)	1.280(**)	1.000	1.200	1.200	4.680
I alt					6.440

Tabel 3. Systemdriftsaftale

(*) Kun Østdanmark. Vestdanmark har UCTE forpligtelser

(**) Noget af dette er langsomme reserver (Kyndby)

I Systemplan 2006 skriver Energinet.dk om valg af dimensioneringskriterier: ”Energinet.dk har valgt at dimensionere mængden af driftsforstyrrelsesreserver i hvert af de to danske synkronområder således, at elsystemet efter en rimelig tid kan bringer tilbage til en driftssikker tilstand efter udfald af ét net- eller produktionsanlæg (n-1) i hvert af de to synkronområder”.

Endvidere skriver Energinet.dk om den dimensionerende fejl: ”De dimensionerende fejl- og reguleringsforløb er bestemt ud fra de worst case-situationer, som vurderes at være sandsynlige. Udfald af det største produktionsanlæg eller udfald af en udvekslingsforbindelse med fuld import er afgørende for bestemmelsen af det dimensionerende fejlforløb. For øjeblikket er det Enstedværkets blok 3, Asnæsværkets blok 5, én forbindelse på Skagerrak, Kontekforbindelsen eller én 400 kV-forbindelse på Øresund. Totalhavarier på hver af disse vil alle være i en størrelsesorden på 550-620 MW”.

Balancehåndtering i normal drift sker som finjustering via frekvensstyrede reserver som reagerer på frekvensændringer inden for få minutter og som grovjustering, som sker manuelt via fælles nordiske regulerkraft-reserver.

Normaldriftsreserver i Nordel udgøres således af følgende elementer:

- Frekvensreguleringsreserve
- Regulerkraft
- Reaktiv reserve/spændingsregulering

Frekvensreguleringsreserve skal fastholde frekvensen på 50 Hz og aktiveres vha. automatisk reguleringsudstyr på basis af udsving i frekvensen i intervallet 49,9 Hz – 50,1 Hz inden for få minutter.

Regulerkraft skal frigøre anvendt frekvensreguleringsreserve, og anvendelsen sker efter en fælles nordisk prioritering. Regulerkraft skal desuden sikre, at eludvekslingen

over kritiske snit ikke overbelastes. Kraften ordres manuelt som op- eller nedregulering.

Reaktiv reserve/spændingsregulering skal fastholde det fastsatte spændingsniveau. Kørende anlæg aktiveres automatisk af reguleringsudstyr på basis af udsving i spændingen, mens kondensatorbatterier og reaktorer kan aktiveres manuelt ved tilslutning eller afkobling af enheder (dvs. i ”klumper”).

Ud over normaldriftsreserver stilles der krav om at have driftsforstyrrelsesreserver til rådighed hos systemansvarene i Norden. Der er tale om følgende elementer:

- Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve
- Hurtig aktiv reserve
- Start fra spændingsløst net

Den frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve skal medvirke til at genoprette frekvensen og aktiveres vha. automatisk reguleringsudstyr på basis af udsving i frekvensen i intervallet 49,5 Hz – 49,9 Hz. Aktiveringen skal ske inden for 30 sekunder.

Den hurtige, aktive reserve skal frigøre de aktiverede momentane driftsforstyrrelsesreserver inden for 15 minutter ved havari og aktiveres manuelt.

Derudover skal det være muligt at starte fra spændingsløst net, hvis der har været et totalt nedbrud.

2.7 Aktuelle mængder og tekniske løsninger i Danmark

Nedenstående tabel viser en oversigt over de anvendte reserver i Danmark i dag (Systemplan 2006).

	Vestdanmark Nuværende behov	Østdanmark Nuværende behov	Energinet.dk Nuværende behov
Normaldriftsreserver			
Primær regulering (UCTE)	+/- 31,7 MW	0	+/- 31,7 MW
Frekvensstyret normaldriftsreserve (Nordel)		+/- 23 MW	+/- 23 MW
Automatisk reserve	+/- 140 MW	0	+/- 140 MW
Regulerkraftreserve (manuel reserve)	+140/-160 MW	+/- 150 MW	+290/-310 MW
Reaktiv reserve/spændingsregulering og kortslutningseffekt	3 centrale anlæg i sommer periode	3 centrale anlæg	6 centrale anlæg
Driftsforstyrrelsesreserver			
Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (Nordel)	75 MW	100 MW	175 MW
Hurtig driftsforstyrrelsesreserve/manuel reserve (maks. 15 min)	480 MW	300 MW	780 MW
Langsom driftsforstyrrelsesreserve (manuel)	0	300 MW	300 MW
Dødstartsmulighed	2 anlæg	2 anlæg	4 anlæg

Tabel 4: Aktuelle normaldriftsreserver og driftsforstyrrelsesreserver i Danmark (Systemplan 2006).

Den automatiske reserve anvendes til at holde den planlagte balance mellem Jylland og Tyskland.

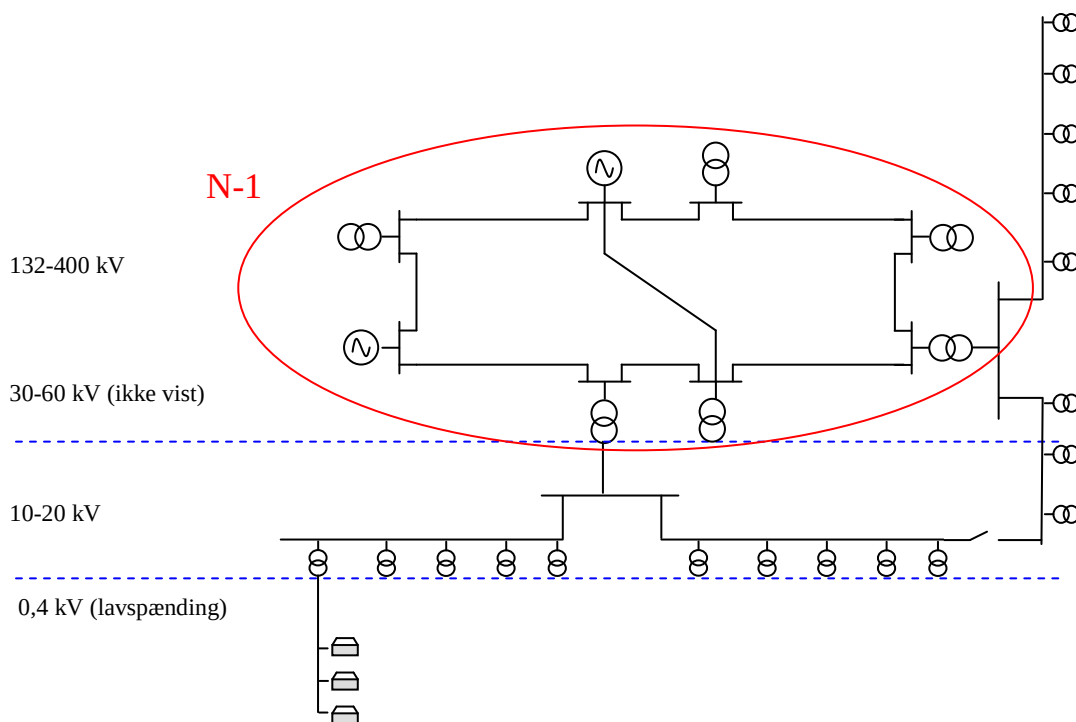
I Vestdanmark forefindes størsteparten af reserveerne på de centrale kraftværksanlæg som rullende reserver, mens man i Østdanmark foruden rullende reserve på centrale kraftværksanlæg har adgang til Kyndbyværket, som stort set kun anvendes som reservekraftværk.

3 Leveringssikkerhed i lokale net

Elforsyningsnettet i Danmark er bygget op med en række forskellige spændingsniveauer. Det overordnede transmissionsnet er 400 kV, og det står for transport af elektricitet over længere afstande. Udlandsforbindelserne er som hovedregel tilsluttet 400 kV nettet evt. via HVDC konverterstationer i de tilfælde, hvor udlandsforbindelserne er udført som HVDC forbindelse. På Sjælland er det regionale transmissionsnet opbygget som et 132 kV net, og i Jyllands/Fyns-området er det regionale transmissionsnet opbygget som et 150 kV net. Forskellen i spændingsniveau skyldes historiske årsager. Vi har ligeledes et regionalt distributionsnet, som for Sjælland er 50 kV og 60 kV for Jylland/Fyn. I praksis kan man ikke opdele funktionen af nettet alene på spændingsniveau, da der findes lokale varianter. De beskrevne principper er derfor en generalisering.

Hovedparten af danske elkunder er tilsluttet i lavspændingsnettet (0,4 kV), og større industrikunder kan være tilsluttet i 10-20 kV nettet evt. via egen 10/0,4 kV transformer. Større kunder har således egen lavspændingsinstallation, og i visse tilfælde kan der være tale om et egentligt lavspændingsnet på lige fod med det, som findes i det offentlige elforsyningsnet.

I figuren nedenfor er der vist en stilistisk opdeling af nettet på forskellige spændingsniveauer.



Figur 9

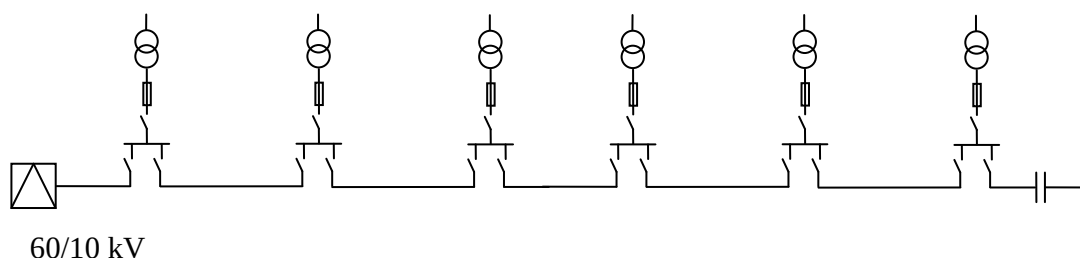
Samlet set kan man betragte samspillet mellem 50-400 kV nettet som et N-1 dimensioneret net, hvilket betyder, at hvis der opstår en fejl på en komponent i nettet, vil det resterende net kunne kompensere for mangel af denne komponent, og kunderne vil ikke miste forsyning. Dette er igen en generalisering, da der kan findes områder, hvor eksempelvis N-1 kriteriet er helt opfyldt for 50-60 kV nettet.

I de følgende afsnit gives der en kort introduktion til, hvorledes sådanne net er opbygget, og hvorledes de påvirker den leveringssikkerhed, slutkunder oplever i Danmark. Denne introduktion af nettenes funktionsprincipper er forenklet, og fokus er rettet mod betydningen af den leveringssikkerhed, tilsluttede kunder oplever.

3.1 10-20 kV distributionsnet

I Danmark er distributionsnettet hovedsagligt udført som 10 kV net. Enkelte selskaber har af historiske årsager valgt at bruge 15 kV eller 20 kV. Det grundliggende funktionsprincip er det samme for de 3 spændingsniveauer. Dog kan der være en tendens til lidt længere udstrækning på de enkelte radialer ved eksempelvis 20 kV i forhold til 10 kV net. I det følgende benyttes blot betegnelsen 10 kV, men beskrivelserne dækker de 3 spændingsniveauer 10, 15 og 20 kV.

10 kV nettet er i overvejende grad opbygget som et radial-net, hvilket er illustreret i figuren nedenfor. Figuren viser en 60/10 kV hovedstation med en 10 kV radial, hvor der er vist 6 stk. 10/0,4 kV stationer. Foran 10/0,4 kV transformeren er der vist symbolet for en sikring. For enden af radialen er der en åben forbindelse mod en naboradial, der vil kunne anvendes som reserveforsyning i fejltilfælde.

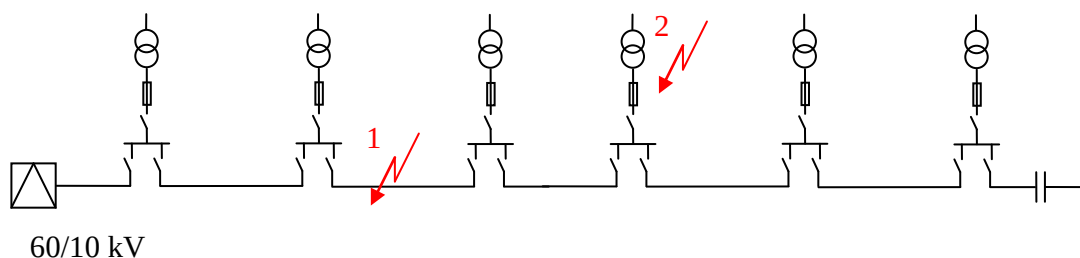


Figur 10: 10 kV radial med 6 stk. 10/0,4 kV transformerstationer

I praksis vil der typisk være mellem 15-30 10/0,4 kV stationer tilsluttet en radial. Antallet er afhængig af, om det er i byområder eller i tyndt befolkede områder. Der vil almindeligvis også være afgreninger på en radial, så det ikke blot er en lang streng. Yderligere anvendes et princip for udformning af 10 kV net, som kaldes satellit-net. Dette princip er anderledes i sin opbygning, idet det består af en række afgreninger, og hvor hver afgrening er beskyttet ved en sektionssikring. Dette princip giver færre afbrud for den enkelte forbruger, men der er risiko for, at den gennemsnitlige afbrudstid er længere end for traditionelle radial-net. Princippet med satellit-net er kun anvendt i begrænset omfang i Danmark.

3.2 **Fejl og fejlsøgning på 10 kV radialer**

Hvis der opstår en fejl i nettet, fx ved overgravning af et kabel (illustreret med den røde pil nr. 1 i figuren nedenfor), vil hele radialen automatisk blive udkoblet af en afbryder ved 60/10 kV stationen, idet den der er styret af et overstrømsrelæ, som har målt kortslutningsstrømmen (som opstår ved en overgravning). Udkoblingen betyder, at alle kunder på radialen mister forsyningen, indtil fejlen er fundet og isoleret. Netselskabets overvågning af nettet modtager signal om, at linjen er udkoblet, og at fejlsøgningen kan igangsættes. Fejlsøgning foretages manuelt ved en række omkoblinger i nettet, indtil den fejlramte linjestrækning er identificeret og isoleret. Når fejlstedet er fundet og isoleret, vil kunderne der ligger tættest på 60/10 kV stationen (de første 2 10/0,4 kV transformere i dette eksempel) kunne forsynes fra 60/10 kV stationen. De resterende 4 10/0,4 kV stationer vil kunne forsynes via sammenkobling med nabodialen eller ved anvendelse af mobile nød-eltværker.



Figur 11: Eksempel på 10 kV radial net.

Hvis der i stedet opstår fejl på 10/0,4 kV transformeren eller på noget af det tilhørende udstyr (markeret som pil nr. 2 på figuren), vil sikringen brænde over, og kunderne tilsluttet denne 10/0,4 kV station vil være uden forsyning. De resterende 10/0,4 kV stationer vil fortsat være forsynet, og deres kunder vil være uberørte af fejlen. I modsætning til en relæudkobling så modtager netselskabets overvågning af nettet intet signal om en overbrændt sikring, og fejlsøgningen kan først igangsættes efter henvendelse fra kunder, der mangler forsyning. Når netselskabet er blevet opmærksom på fejlen, vil fejlsøgningstiden almindeligvis være kort, da man typisk vil starte i den fejlramte 10/0,4 kV station, når selve radialen ikke er udkoblet som følge af fejlen.

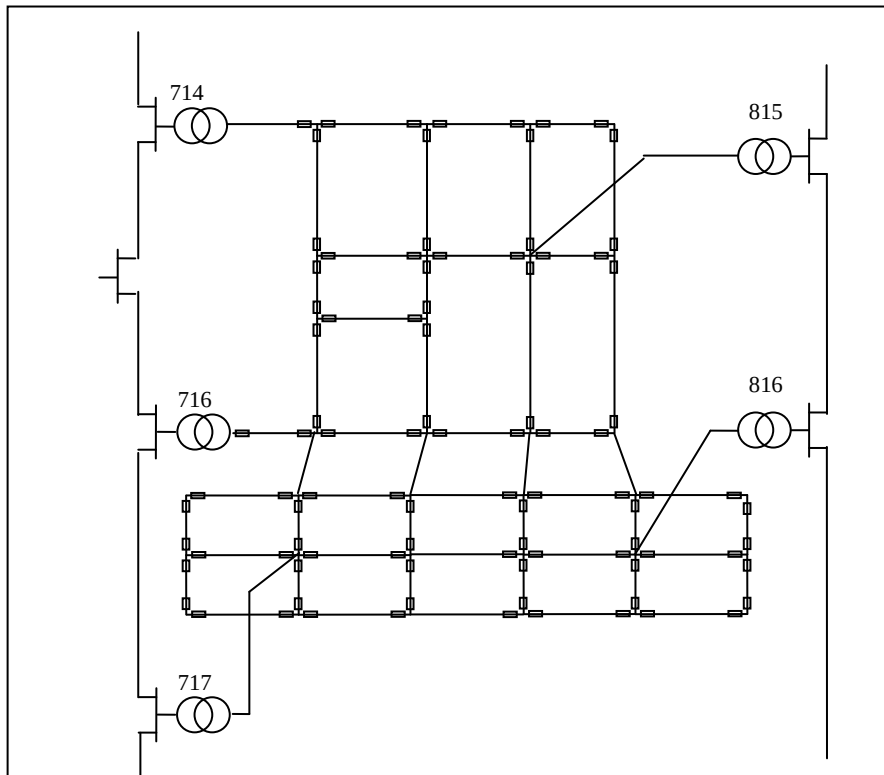
3.3 **Lavspændingsnet**

Lavspændingsnet minder i struktur og opbygning om 10 kV radial net, dog er hele beskyttelsen typisk baseret på sikringer, hvilket betyder, at netselskabet først bliver opmærksom på fejl, når kunder uden forsyning henvender sig til netselskabet.

3.4 **Lavspændingsmaskenet**

I enkelte byer findes der et lavspændingsmaskenet, hvilket er forsøgt illustreret i figuren herunder. Maskenettet har indføddning fra flere 10/0,4 kV transformerstationer, så fejl på en enkelt 10/0,4 kV transformerstation vil ikke føre til udkobling af kunder. Et

lavspændingsmaskenet er ligeledes meget robust over for fejl i lavspændingsnettet, hvor kunderne ikke mister forsyning selv ved fejl på flere komponenter.



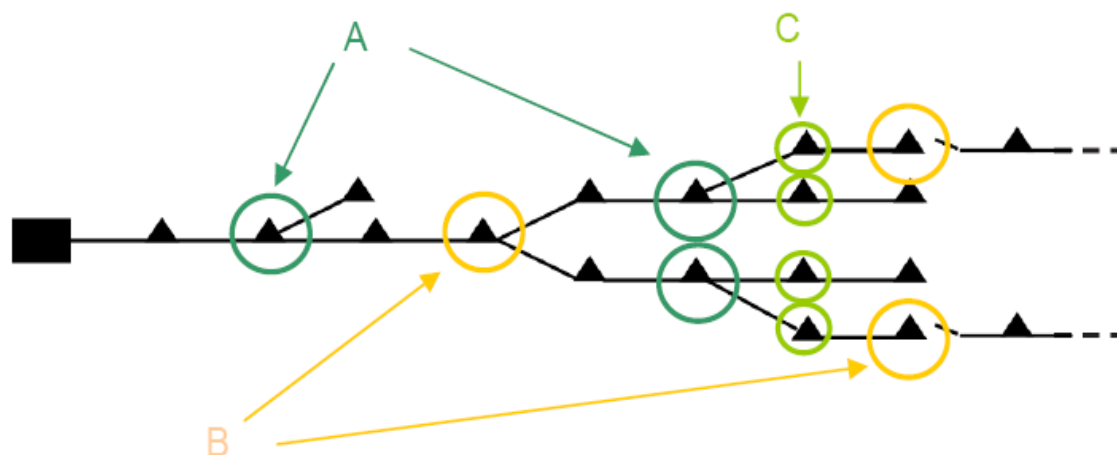
Figur 12: Eksempel på lavspændingsmaskenet

Lavspændingsmaskenet er dog også forbundet med nogle ulemper, da der kan opstå langvarige afbrud i forbindelse med fejl i nettet. Der kan således forekomme situationer, hvor det er nødvendigt at foretage en manuel opdeling af nettet, før forsyningen kan reetableres. For at undgå sådanne situationer fordrer lavspændingsmaskenet væsentlig mere løbende eftersyn og overvågning end traditionelle radialnet. Der bygges almindeligvis ikke nye lavspændingsnet som maskenet.

3.5 ***Fremtidens muligheder for optimering af leverings-sikkerhed***

Der udvikles i dag meget på en optimering af overvågningen af parametrene i distributionsnettet, fx således at netselskabet ikke er afhængigt af kundetilbage meldinger ved fejl. De fleste tekniske løsninger findes, men da der er ca. 65.000 10/0,4 kV netstationer i Danmark, er det forbundet med væsentlige omkostninger at indføre en fuld overvågning af disse. En anden udfordring er, at de komponenter der findes i dag ikke nødvendigvis er egnet til at sidde i det miljø, der er i mange netstationer. Endelig skal pålideligheden være så tilstrækkelig, at kunderne ikke oplever, at der kommer flere afbrud, fordi der er indført ny teknik i nettet.

I figuren nedenfor er vist et eksempel på, hvorledes man kan differentiere på type af installeret overvågnings- og styringsudstyr på en forgrenet distributionsradial.



Figur 13. Et stiliseret distributionsnet.

Den mest avancerede form for DSO-udstyr, der p.t. arbejdes med, er stationer, hvor der hjemtages strøm og spændingssignaler løbende, og hvor der er installeret effekt-afbrydere, der både kan ud- og indkobles, når nettet er under spænding eller er spændingsløst. På figuren er det markeret med A. Sådanne stationer vil almindeligvis kræve en form for batteribackup, og dermed også forde en del mere vedligeholdelse end man typisk gør i distributionsnet. En reduceret version af denne form for DSO-stationer (B) er fjernmanøvrebare lastadskillere, hvilket vil sige adskillere, der kan slutte og bryde en belastningsstrøm, men ikke en kortslutningsstrøm. Disse kan være udført med en mekanisk forspænding af en fjeder, som gør, at der kan foretages én ud- eller indkobling, efter at forsyningen er forsvundet (ved afbrud). Den simpleste type DSO-station (C) er en station, hvor der kun hjemtages oplysninger om, hvorvidt der har løbet en kortslutningsstrøm på radialen, hvor stationen er tilsluttet. Denne type stationer kan ikke udføre nogen aktive handlinger.

3.6 ***Incitamentet ved kompensation og reguleringer i form af indtægtsrammer***

Indtægtsrammeregulering er en udgave af ”revenue cap” regulering, der har til hensigt både at sikre effektiv ressourceanvendelse og modgå tendenser til at udnytte monopolmagten overfor netværkskunderne. Inddragelse af kvalitet (leveringssikkerhed) i denne regulering er motiveret ved at sikre eller forbedre kvaliteten i elforsyningen. Kompensation og erstatninger for langvarige afbrydelser skal sikre en minimumskvalitet for udsatte kunde grupper, men tjener i yderste konsekvens også til opretholdelse af leveringssikkerheden generelt. Det er primært brugen af kompensationsordninger, der er beskrevet i dette kapitel og ikke erstatninger. Kompensation er en gennemsnitlig modydelse for et tab, der ikke er specifikt opgjort, men er indført via offentlig

regulering, mens erstatninger knyttes til en specifik opgørelse af tab for den enkelte kunde og primært håndteres gennem civilretssystemet.

De økonomiske incitamenter ved indtægtsrammeregulering og kompensationsordninger kan skabe nogenlunde de samme incitamenter til vedligeholdelse af nettene. Det vigtigste er at belaste den ansvarlige for afbrydelserne, der samtidig skal have mulighed for at forebygge, med en omkostning knyttet til omfanget af afbrydelser. Kompensation sammenlignet med rammestyring er i princippet en identisk økonomisk belastning af den ansvarlige for afbrydelserne, der giver de samme incitamenter for netværksselskaberne.

I praksis kan der dog være en betydelig grad af forskel specielt i forhold til transaktionsomkostningerne. Indtægtsrammeregulering må således skønnes at indebære lavere transaktionsomkostninger end generelle kompensationsordninger. Et problem ved et generelt kompensationsystem med udbetalinger for alle afbrydelser er omfanget af de ekstra omkostninger forbundet med afgørelse af ansvaret og i endnu højere grad de administrative omkostninger ved opgørelse og udbetaling overfor alle de berørte kunder. Fx synes det meningsløst at overføre marginale beløb til kunder, der er ligeglade eller end ikke har bemærket afbrydelsen. Derfor er hovedparten af ordningerne afgrænset til langvarige afbrud og betydelige kompensationsbeløb for den enkelte kunde.

Kompensation opgjort i forhold til mistet energi vil give incitamenter til at investere overfor kunde grupper *i forhold til deres forbrug*, men vil samtidig diskriminere mod små afsidesliggende forbrugere. Dette har ikke været accepteret i forhold til selve tilgængeligheden af el, men måske kan dette accepteres i forhold til afbrydelser. Da kompensationer i de fleste lande er udformet i forhold til varighed af afbrydelser og ikke efter mistet energi vil denne tendens til at diskriminere mod små forbrugere ikke være så udtalt. Der er ikke fundet eksempler på indtægtsrammeregulering baseret på mistet energi, hvor der indenfor rammereguleringen også er taget hensyn til langvarige afbrydelser af enkeltkunder. Dette kunne være et alternativ til både at benytte indtægtsramme regulering og kompensationsordninger, som det gøres i mange af landene.

Kompensationsordningerne er oftest konstrueret som ens beløb for alle afhængigt af varigheden alene, hvilket ikke nødvendigvis er særligt efficient, hvis det antages at de økonomiske tab er proportionale med omfanget af mistet energi. Hvis erstatning opgøres i forhold til mistet forbrug, vil man søge at investere i forsyningssikkerhed i de områder, hvor forbruget er størst under den antagelse, at omkostningerne til forbedret sikkerhed her er lavest. Derfor er de faktisk anvendte kompensationsordninger ikke designet til at erstatte indtægtsrammereguleringen der sigter på det generelle kvalitetsniveau i forsyninger, men skal supplere indtægtsrammereguleringen.

3.7 **Dansk effektivitetsregulering**

Danmark har med det indirekte forbrugereje af distributionsselskaberne været sene til at indføre effektivitetsregulering og kvalitetsregulering i forhold til andre lande i EU og USA. Dette skyldes bl.a. en vurdering af, at effektiviseringspotentialer ikke har været af et betydeligt omfang og forbrugerejet ikke har givet anledning til en udnyttelse af monopolstatus.

Først fra 2009 er kvalitetsreguleringen indarbejdet i indtægtsramme/prisreguleringen af de danske netselskaber, baseret på benchmarking for 2007.

Fra 2000 blev en effektivitetsregulering baseret på indtægtsrammer gennemført, der skulle forøge incitamenter til effektivitetsforbedringer og udnytte benchmarking til at inkludere individuelle effektiviseringskrav i indtægtsrammerne for de enkelte selskaber. Denne regulering er ændret flere gange sidenhen, men der er fortsat tale om en indtægtsrammeregulering.

Den hidtidige danske net-regulering (frem til 2004/2005) har været forbundet med betydelige startvanskeligheder. For en nærmere gennemgang se fx Sørensen, 2005. Problemet var bl.a. for høj initial værdifastsættelse af netaktiver og dermed for høj tilladt forrentning indarbejdet i indtægtsrammerne. Indtægtsrammerne var således kun i meget begrænset omfang en bindende begrænsning for prisfastsættelsen for netydelserne og dermed var der ingen effektive incitamenter til effektivitetsforbedringer.

Derfor ændredes reguleringen i 2004 (Bekendtgørelse 1520) til i højere grad at være baseret på fremtidig regulering i forhold til de faktiske priser i 2004. Reguleringen er gennemført, så der i perioden 2005-2007 ikke udmeldes individuelle effektiviseringskrav, men kun reguleringspris og indtægtsramme for hvert selskab baseret på deres pris i 2004.

Der er i reguleringen indarbejdet flere muligheder for ændring af reguleringspris med baggrund i forskellige typer af net-investeringer, ændringer i markedspriser for Nordpool og ændringer i volumen, regulering kvartalsvis i forhold til lønomkostninger og varepriser. Der kan i alle tilfælde tillades ændringer hvis Energitilsynet finder visse typer af investeringer ønskelige. Dette kunne fx være investering i avancerede målere hos kunderne.

I det nye system er der i meget højere grad tale om en prisregulering end om indtægtsrammer. De regulerede priser er bundet op på priser fra 1. januar 2004. De opsparede saldi for ikke opkrævede indtægtsrammer (underdækning) ifølge reguleringen op til 2004 skal forbruges inden udgangen af 2010.

Det er med den seneste lovændring specifikt tilladt at medregne omkostninger ved kabellægning der er begrundet i forøget forsyningssikkerhed i grundlaget for indtægtsrammen.

Fra 2008 er der udmeldt individuelle effektiviseringskrav i indtægtsrammerne for netvirksomhederne. Fra 2009 indgår kvalitetsindikatorerne afbrudshyppighed og afbrudsvarighed i benchmarkingen og indtægtsrammerne for 2009. Der indgår to indikatorer for kvalitet i form af aggregeret leveringssikkerhed og individuel leverings-sikkerhed. Den aggregerede opgøres på baggrund af 80% fraktilen for samlede afbrud i forhold til antal kunder vægtet med selskabernes andel af net indenfor spændingsniveauerne. Hvis selskabet ligger over grænsen bliver indtægtsrammen reduceret med 1%. Den individuelle opgøres i forhold til en grænse på 2 afbrud eller derover for 0,4-6 kV niveauet og 4 eller derover for 6-25 kV niveauet. Hvis mere end 1% af kunderne har afbrudshyppighed svarende til grænsen vil selskabets indtægtsramme blive reduceret med 0,5%. Afbrudsvarighed indgår udelukkende i aggregeret leveringssikkerhed.,

Det er i lovgivningen anført, at kvalitetsreguleringen skal sikre, at der ikke sker forringelser af forsyningssikkerheden generelt eller for kundegrupper. Det er således ikke hensigten at der skal ske en forbedring af den generelle forsyningssikkerhed, hvilket harmoniserer godt med de ret små beløb (9,6 mio. kr.) indtægtsrammerne er reduceret med i 2009 som følge af kvalitetsreguleringen. Den tilsvarende permanente reduktion i indtægtsrammer som følge af effektivitetsbenchmarking udgør 69,2 mio. kr. i 2009. Den samlede reduktion svarer til 1,2% af indtægtsrammerne mod en reduktion i 2008 på 0,7% af indtægtsrammerne.

De individuelle reduktioner af indtægtsrammer er udmeldt som afgørelse af Energitilsynets møde 27. oktober 2008.

4 Økonomisk teori bag markedsgørelse

I dette kapitel beskrives den økonomiske teori bag mulighederne for at markedsgøre forsyningssikkerheden på elmarkedet. Kapitlet viser at mulighederne varierer afhængigt af om der er tale om sikring af **tilstrækkeligheden**, dvs. om der er effekt nok hos en given forbruger, som er villig til at betale reservationsprisen, eller om der er tale om sikring af **tilgængeligheden**, dvs. om den effekt der er til rådighed på markedet, nu også via nettet kan leveres til forbrugeren, altså fravær af net-fejl.

Kapitlet lægger op til at en eventuelt styrket markedsgørelse af forsyningssikkerhed **kan gennemføres i flere trin**. For hvert trin vil der i løbet af kapitlet blive beskrevet nogle relevante teoretisk økonomiske overvejelser om, hvilken grad af markedsgørelse, der kan tænkes at være passende. I de efterfølgende kapitler vil hvert trin blive beskrevet i en case ud fra relevante tekniske og praktiske overvejelser.

4.1 *Markedsgørelse og velfærdsaspekter*

Dette afsnit redegør for de velfærdsmæssige gevinster, som er forudsætningen for overhovedet at overveje markedsgørelse af forsyningssikkerhed. I afsnittet omfatter forsyningssikkerhed både den del, der knytter sig til tilstrækkelighed af produktions- og transmissions/distributions kapacitet og den del der knytter sig til tilgængelighed i form af risiko for udfald som følge af fejl. For en forbruger vil der ikke blive skelnet mellem disse to kategorier af afbrud (manglende leverance) og omkostningen for forbrugeren vil ligeledes være den samme uanset årsagen til den manglende leverance.

Da det ikke er muligt at opnå 100 % forsyningssikkerhed, bliver det centrale spørgsmål mere, hvor meget sikkerhed, der er behov for. I teorien bør dette svare til forbrugers betalingsvillighed for sikkerhed kontra de omkostninger, der er forbundet med en forøgelse af forsyningssikkerhedsniveauet. Dette betyder, at det kan betale sig at øge niveauet for forsyningssikkerhed så længe forbrugers værdisætning af sikkerheden er større end eller lig med omkostningerne for at etablere dette. Dette bliver det ved det økonomisk optimale niveau for forsyningssikkerhed. Problemerne opstår nærmere, når man skal finde den nødvendige information, der kræves for at finde dette niveau. I praksis bliver niveauet derfor ofte et interval, som tager hensyn til nogle af disse usikkerheder og manglende informationer.

Det centrale spørgsmål i dette afsnit er derfor at undersøge, dels hvorledes det optimale niveau findes, og herunder også hvordan informationer til bestemmelse af dette fremskaffes, og dels hvorledes dette niveau af forsyningssikkerhed skal fremkomme fx markedsbestemt eller statsligt bestemt (offentlig regulering).

4.2 *Niveauet for forsyningssikkerhed*

Der er en velfærdsmæssig gevinst ved at tilnærme niveauet for forsyningssikkerhed til den værdi forbrugerne tillægger forsyningssikkerhed. Hvis der kun er tale om et fælles niveau for forsyningssikkerhed vil dette svare til, at omkostningerne ved at afværge en marginal afbrydelse bør svare til de gennemsnitlige omkostninger ved en afbrydelse for samtlige kunder. Denne situation er skitseret i Figur 14.

Det er i princippet muligt at få information om kundernes gennemsnitlige afbrydelsesomkostninger uden nødvendigvis at konstruere et marked. Det er ligeledes muligt uden et marked at sikre at et niveau for forsyningssikkerhed opretholdes, der svarer til forbrugernes omkostninger ved afbrydelser. Et fungerende marked vil dog også kunne løse denne opgave.

Problemet ved markedsgørelse og et fælles niveau for forsyningssikkerhed er den karakter af offentligt gode der knytter sig til forsyningssikkerhed. Hvorfor betale for forsyningssikkerhed, når man alligevel ikke kan blive afskåret fra de forbedringer andre betaler for at opnå. Denne problemstilling er nærmere behandlet i afsnittet om offentlige goder nedenfor.

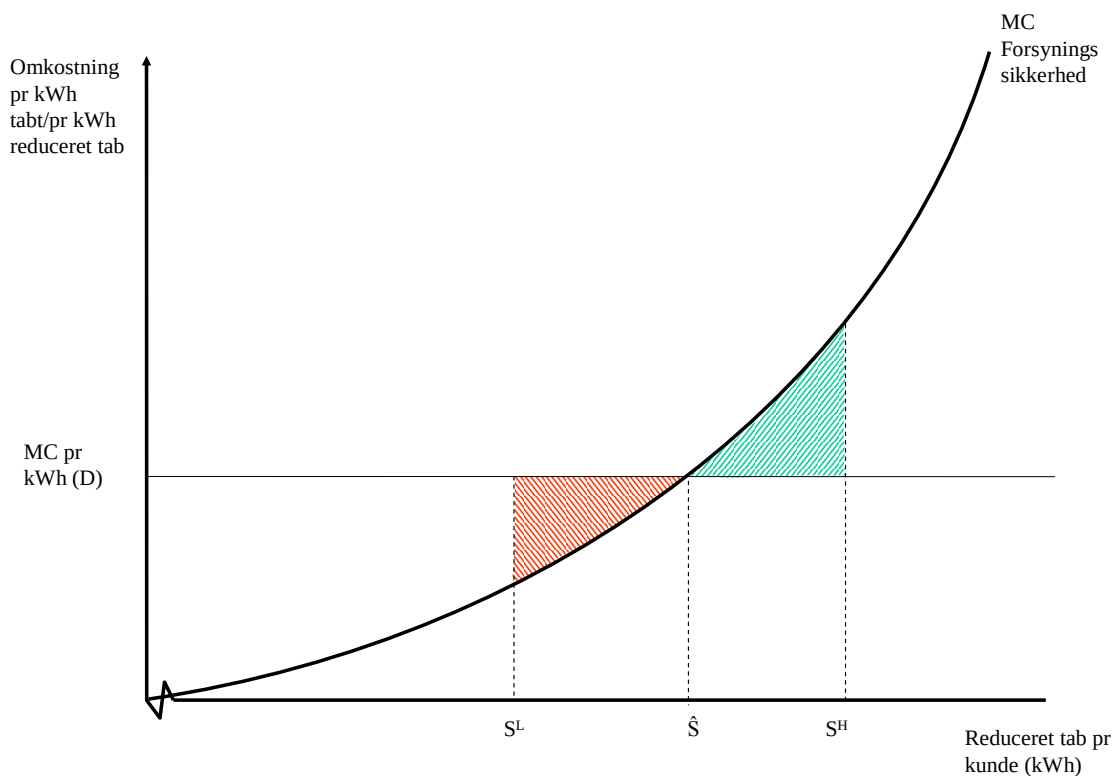
Velfærdsgevinsterne opstår ved at reducere eller øge investeringer i forsyningssikkerhed, hvis niveauet ikke svarer til det ønskede. Det er muligt at niveauet for forsyningssikkerhed i dag er for højt, idet der afholdes for store omkostninger til sikring af tilstrækkelig effekt. Disse ressourcer kunne i stedet anvendes til andre mere produktive investeringer og elpriserne ville hermed kunne reduceres.

Alternativt kunne niveauet for forsyningssikkerhed tænkes at være for lavt, således at omkostninger ved forekommende afbrydelser var højere end de marginale omkostninger ved at hindre afbrydelser.

Det følgende ser bort fra at en betydelig del af investeringerne i forsyningssikkerhed ikke udelukkende retter sig mod at forbedre forsyningssikkerhed og omkostningen således vanskeligt kan opgøres entydigt.

Velfærdstab og forsyningssikkerhed kan ikke betragtes isoleret for produktion og distribution. En slutbruger vil have det samme velfærdstab uafhængigt af om en given afbrydelse kan henføres til manglende produktionskapacitet eller en fejl i distributionsnettet. Derfor bør omkostninger til sikring af forsyningssikkerhed i de forskellige dele af forsyningen betragtes ens i forhold til udbudskurven, som den er gengivet i de følgende figurer.

Dette gælder i øvrigt også integrerede elmarkeder som fx for det nordiske marked, da forsyningssikkerhed ikke kan betragtes isoleret på nationalt plan. Øgede investeringer i transmission og produktionskapacitet i et område vil øge forsyningssikkerheden i alle de forbundne markeder.



Figur 14: Velfærdstab ved manglende marked for forsyningssikkerhed

Figuren afspejler de velfærdstab, der er forbundet med at fastsætte forsyningssikkerheden på et niveau, der ikke afspejler omkostningerne hos forbrugerne ved afbrydelser. MC Forsyningssikkerhed repræsenterer udbudskurven af forsyningssikkerheds tiltag. MC for forbrugeren (D) udtrykker konstante afbrydelsesomkostninger og repræsenterer indirekte efterspørgsel efter forsyningssikkerhed. Med standardantagelser vil et marked for denne ydelse sikre at niveauet for forsyningssikkerhed fastsættes optimalt ved $\hat{S}$.

Det er samtidig antaget at:

- Omkostninger ved afbrydelser er proportionale med tabt forbrug og således uafhængige af varighed og tidsmæssig placering af afbrydelserne
- Alle forbrugere er antaget identiske eller at kunne repræsenteres ved samme omkostning.
- Marginale omkostninger til sikring af forsyningssikkerhed er voksende med reduktionen i tabt energi.

I figuren er der enten tale om et velfærdstab (røde areal) hvis forsyningssikkerhed er sat for lavt *eller* et velfærdstab hvis niveauet er sat for højt (grønne areal).

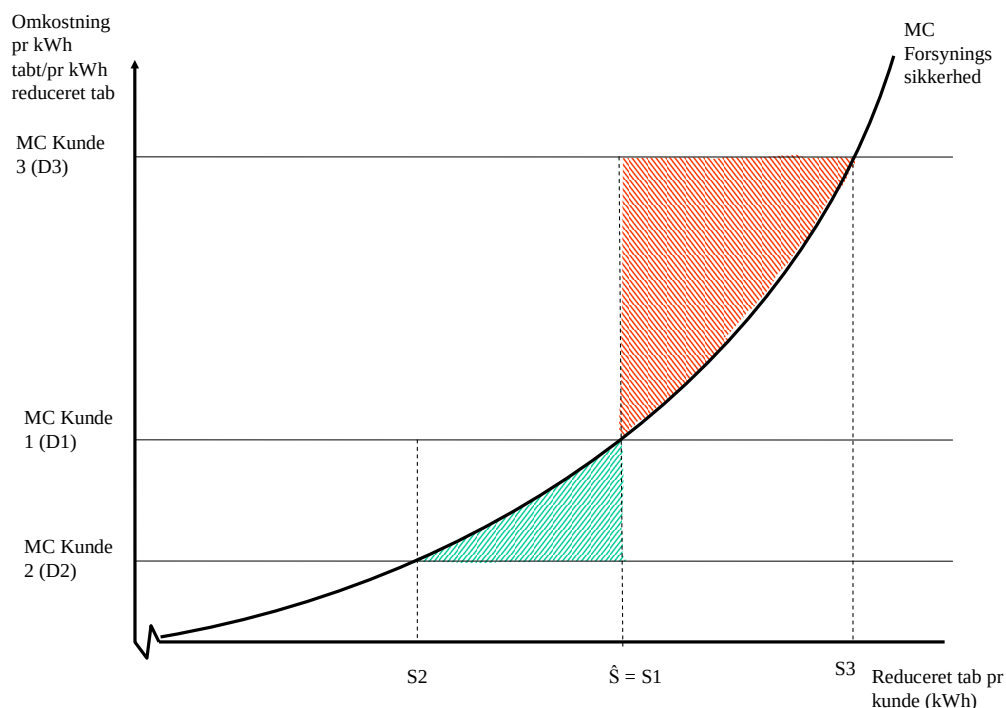
For at markedet skal kunne konstrueres kræves dog, at den enkelte køber ikke kan opnå den ønskede sikkerhed uden at betale herfor. Den delvise karakter af offentligt gode for forsyningssikkerhed problematiserer denne antagelse for et marked.

Velfærdsgevinsten ved at kunne tilbyde varierende grad af forsyningssikkerhed er imidlertid større, hvis der er variation mellem forbrugergruppernes omkostninger ved afbrydelser. Dette er ganske givet tilfældet, idet der er betydelig variation mellem virksomheders og private personers omkostninger ved afbrydelser ligesom der er meget betydelig forskel mellem forskellige typer og virksomheder (mit postulat).

4.3 **Marked og individuel (differentieret) forsyningssikkerhed**

Yderligere potentielle velfærdsgevinster findes ved at tilbyde forskellige niveauer for forsyningssikkerhed til forbrugerne. Ved et givet niveau for forsyningssikkerhed vil nogle forbrugere opleve for hyppige/langvarige afbrydelser i forhold til de omkostninger, der ville være ved lige netop at sikre dem. Andre forbrugere kunne have reduceret forsyningssikkerhed uden et mærkbart velfærdstab og dermed kunne de samlede omkostninger til forsyningssikkerhed reduceres.

Det samlede tab kan være af betydeligt omfang hvis der er stor forskel mellem forbrugernes afbrydelsesomkostninger, som der er betydeligt belæg for at antage jvf. bl.a. (de Nooij et al., 2007).



Figur 15: Varierende afbrydelsesomkostninger og velfærdstab

Den forsimplede beskrivelse i figuren ovenfor antager udover antagelserne fra før at:

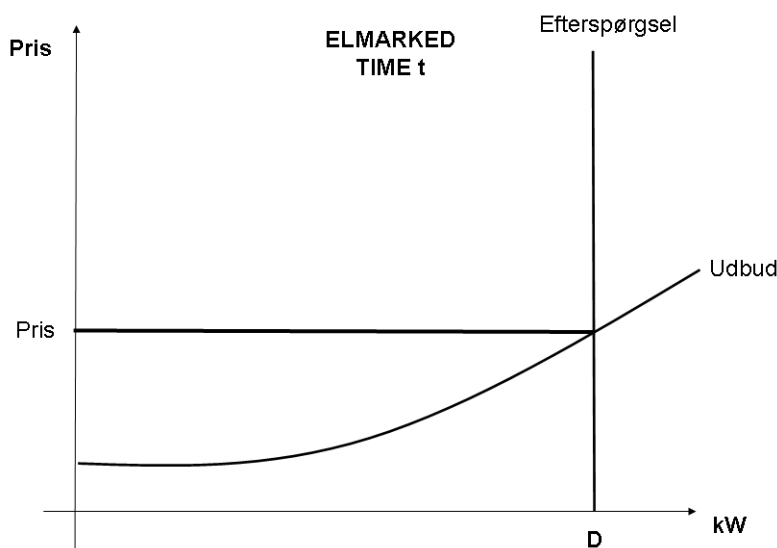
- Omkostninger til at øge forsyningssikkerhed er identiske for alle tre forbruger
- Nettoomkostningen ved at øge forbruger 3's forsyningssikkerhed og mindske forbruger 2's forsyningssikkerhed er nul.

Der er tale om et betydeligt velfærdstab ved at opretholde et fælles niveau for forsyningssikkerhed for alle tre forbrugere $\hat{S}$ selvom det gennemsnitlige niveau for forsyningssikkerhed svarer til de gennemsnitlige marginale tab ved afbrydelser. I figuren vil det samlede velfærdstab være summen af tabene for forbruger 2 (grønne areal) og forbruger 3 (røde areal).

Den yderligere reduktion af velfærdstabet, der opnås i figuren ovenfor i forhold til Figur 14, svarer i princippet til den velfærdsgevinst, der kan opnås ved at ændre slutforbrugernes prissignal fra en gennemsnitspris til en marginal (tids) afhængig pris ved introduktion af fleksibelt forbrug. (Møller Andersen et. al., 2006, kap. 3).

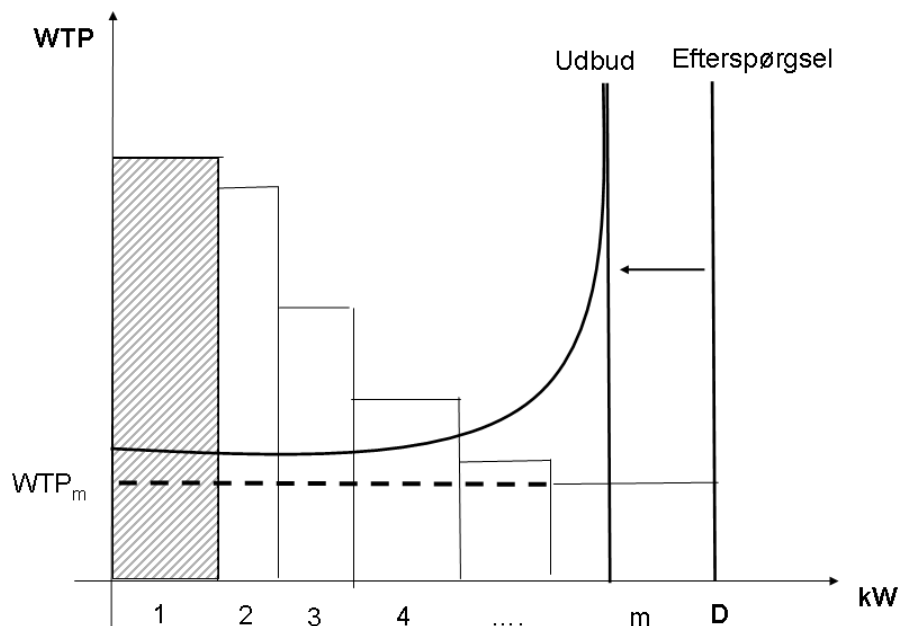
4.4 **Sammenhæng mellem marked for forsyningssikkerhed og marked for el**

Et af de vigtige punkter i sammenhængen mellem elmarkedet og niveauet for forsyningssikkerhed er konstruktionen af efterspørgselskurven. Dette gælder både for markeder på mellemlang sigt (eks. Nord Pool spot) og på kortere sigt (eks. regulerkraft). På mange day-ahead-markeder bestemmes efterspørgselskurven ud fra et estimeret forbrug i den pågældende time (t), dvs. summen af forventet forbrug for alle kunder i et område eller for en elleverandør. Hvis alle forbruger grupperes bliver kurven vertikal. Dette er illustreret ved den lodrette efterspørgselskurve i Figur 16.



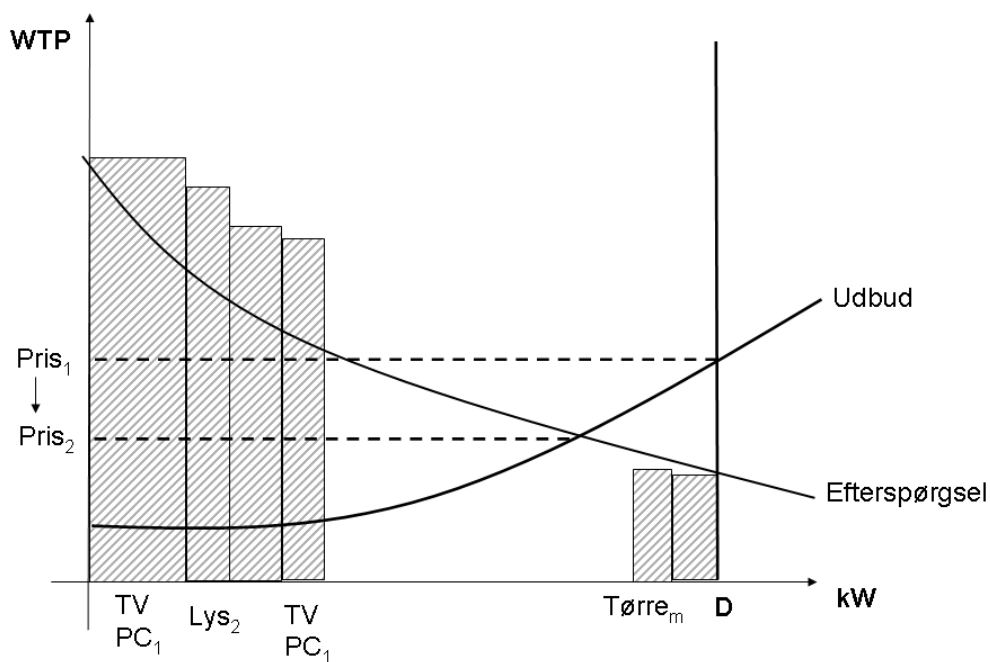
Figur 16: Prisdannelse på elmarkedet ved uelastisk efterspørgselskurve

I tilfælde af manglende markedsclearing vil man kontakte en forbruger (eller forbrugergruppe), som angiver en afkoblingspris. Dette kan være en tilfældig gruppe (1,2, ..., m) af de illustreret i Figur 17. Denne bliver herved bestemmende for markedsprisen, bemærk at afkoblingsprisen i dette tilfælde ikke bliver det optimale, da niveauet for en afkoblingspris bliver sat af en tilfældig gruppe, og ikke nødvendigvis af den, som har den laveste betalingsvillighed (her samlet set gruppe m).



Figur 17: Prisdannelse på elmarkedet når markedet ikke clearer

For at optimere dette forløb og mindske de sociale omkostninger ville det i første omgang være bedre at finde den forbruger med lavest betalingsvillighed for den givne mængde, men det ville være mere hensigtsmæssigt om de enkelte forbruger og også gerne elapparater indgik i prisdannelsesforløbet og ikke kun i tilfælde af markeds-clearing. Herved ville man få inkluderet betalingsvillighed for alle apparater og alle forbrugere, og således også have en afkoblingsomkostning repræsenteret alene i efterspørgselskurven. Blev dette gjort ville markedet få udseende som illustreret i Figur 18.



Figur 18: Prisdannelse på elmarkedet når hver forbruger indbyder enkelte apparater på markedet.

Anvendes informationen om betalingsvillighed for alle komponenter ved hver forbruger kan der blive mulighed for at sænke prisen på markedet, hvis det er tilfældet at den marginale betalingsvillighed for den billigste komponent vil prisen falde. Det er dog mest sandsynligt, at der i de fleste timer ikke sker nogen ændring, idet denne værdi vil være højere end elprisen i den pågældende time. Den største forandring bliver i de timer, hvor det ikke er produktionskapacitet nok, hvorved der nu kan afkobles i henhold til informationer omkring marginale betalingsvilligheder for enkelte komponenter, og man kan således forestille sig at man afkobler samtlige tørretumblere i stedet for én forbruger. Dette betyder, at de enkelte betalingsvilligheder svarer til den afkoblingsomkostning, der skal betales pr. kW ved afkobling.

4.5 ***Sammenhæng med fleksibelt forbrug og afbrydelige kunder***

Der er en direkte sammenhæng mellem individuel forsyningssikkerhed og fleksibelt forbrug. Oftest vil fleksibelt forbrug dog være defineret som en frivillig reduktion af efterspørgsel som en reaktion på en markedspris og dermed er ”demand response” ikke defineret som omfattende en (el)prisafhængig afbrydelse.

Kontrakter med afbrydelighed (fuldstændig) af kunder mod betaling er en form for individualisering af forsyningssikkerhed, idet disse kunder opnår dårligere forsyningssikkerhed mod en betaling. Til et givet tidspunkt er sandsynligheden for at der er strøm i hanen reduceret. Hvis sådanne kontrakter udbydes på markedet, med en efterspørger (fx TSO) og mange udbydere (virksomheder, husholdninger) er dette en form for markedsføring. En given efterspørgsel af afbrydelighed vil få forbrugere med lavest omkostninger ved at blive afbrudt til at byde ind. Dette kræver dog, at kontrakterne er standardiseret og har et omfang, så der økonomisk er tilstrækkelig gevinst ved at deltage. Hermed er afbrydelige kontrakter ikke knyttet til prisfleksibelt forbrug men til et særligt marked, der ikke involverer en forbruger reaktion på ændringer i elpriser på spotmarkedet. En mulig udformning af et sådant marked er, at forbrugerne modtager et samlet engangsbeløb over en længere årrække for en samlet maksimal afbrydelse uden fortrydelses mulighed undervejs. Denne form for marked vil primært være interessant, hvis der ikke er mulighed for at lave reelt prisfleksibelt elforbrug via det eksisterende spotmarked. Dette kunne være, hvis omkostningerne til installation af udstyr, der automatisk regulerer husholdningens forbrug efter markedsprisen er for høj, mens prisen for selve afbrudsautomatikken er langt mindre.

En afbrydelse af *tilfældigt* valgte kunder ved et givet prisniveau i elmarkedet er derimod forbundet med yderligere velfærdstab i forhold til afbrydelse af de kunder, der er identificeret via afbrydelighedsmarkedet, da det ikke er kunder med lavest omkostninger, der afbrydes.

Overvejelserne om individuel forsyningssikkerhed og afbrydelser må sammenholdes med det forhold at afbrydelser som følge af effekt eller energimangel primært forekommer i fremtidige scenarier for de nordiske elsystemer. Hvis det drejer sig om et meget lille omfang af forventede gennemsnitlige afbrydelser på denne måde vil velfærdstab ved ikke at have de individuelle afbrydelser samtidig være af et meget begrænset omfang. Kun i det omfang afbrydelighedsmarkedet erstatter langt dyrere spidslastkapacitet (eller reservekapacitet) vil der være en velfærdsgevinst. Hvis der ikke spares produktionskapacitet eller afbrydelighedsmarkedet erstatter afbrud af til-

fældigt valgte kunder, er der således ikke noget afgørende argument for at oprette et marked.

Forsyningssikkerhed i nettene og forskelle i kvalitetsdækning

For leveringssikkerhed i distributionsnettene er det vanskeligere at lave kontrakter omkring afbrydelighed. Det potentielle marked er betydeligt mindre, da afbrud af kunder normalt ikke vil afhjælpe fejlsituationen for andre kunder. Der er således kun en begrænset sammenhæng mellem de hyppigst forekommende afbrydelser i nettene og muligheder for at mindske disse ved at have afbrydelige kunder. En mulig sammenhæng består dog i rækkefølgen af indkobling ved afbrydelser. Kunder kunne tænkes at betale for at stå først til indkobling, hvis der i praksis er større gennemsnitlig forskel mellem indkoblingstidspunktet efter udfald. Ligeledes kan der være prioritetsforskelle, således at der betales for overvågning – for prioritet i teknikker/arbejdskraft allokering etc. Dette kræver en nærmere teknisk belysning, der ikke er foretaget her. Vurderingen er, at der kun er tale om et meget begrænset bidrag til et potentielt marked for afbrydelige kunder.

Da en overvejende del af afbrydelserne i de fleste lande kan henføres til leveringsfejl i distributionsnettene, er det dog værd at overveje, om der er andre muligheder for at introducere individuel forsyningssikkerhed for kunder. Individuel forsyningssikkerhed kunne knyttes til forsyningslinjernes kvalitet og dermed sandsynligheden for afbrud af de enkelte kunder. Der kunne være en ikke ubetydelig velfærdsgevinst, hvis denne individualisering tillades og er praktisk gennemførlig. Der er i dag i praksis allerede forskel på leveringssikkerhed for forskellige kunder specielt afhængig af om de er forbundet med luft eller jordledninger. Den i det følgende afsnit skitserede problematik om offentligt gode, gør sig dog i høj grad gældende for netkvalitet (leveringssikkerhed) og forbrugernes præferencer. For mange af de mulige investeringer i forøget leveringssikkerhed er det vanskeligt at ekskludere forbrugere der er forbundet gennem de samme net. De mere radikale eksempler der indbefatter dobbeltforsyning og nødgeneratorer er dog i højere grad ekskluderbare i modsætning til hyppigere udskiftning af transformatorer og lignende udstyr.

Det er i dag meget begrænset, hvad der findes af individuelle tilbud for forøgelse af leveringssikkerhed, men der er også i Danmark kunder, der har anskaffet nødgeneratorer indenfor vitale områder som sygehuse, udsatte industrielle processer, landbrug(udluftning) mv. Disse kunder har således udtrykt en betalingsvillighed for en leveringssikkerhed højere end det, elnettet kan levere.

Se endvidere gennemgangen nedenfor omkring den faktiske forskel på forsyningssikkerheden i dag i forhold til kundetyper og geografisk spredning. Der er endvidere en vis omkostningsmæssig forskel mellem et givent niveau for forsyningssikkerhed i byområder i forhold til landområder samt mellem store og små forbrugere. Det er dog vanskeligt at kvantificere denne forskel med det umiddelbart til rådighed værende materiale.

Umiddelbart forekommer det oplagt, at forsyningssikkerhed til store forbrugere bør være højere end for små forbrugere, fordi tilgængelighedselementet af forsyningssikkerhed har lavere omkostning pr. energienhed for store forbrugere. Dette gælder selv

hvis det antages, at forbrugernes omkostninger/velfærdstab ved afbrydelser er identisk pr energienhed.

4.6 ***Svækker den fleksible efterspørgsel forsyningssikkerhed?***

Kan man forestille sig at en øget fleksibilitet i efterspørgslen og dermed en fladere varighedskurve vil betyde, at den gennemsnitlige reservemargin reduceres, hvilket fører til et forøget tab af energi i forbindelse med fejl/nedbrud på elværker?

Det er muligt, at fleksibelt forbrug giver fladere varighedskurve og kapacitetstilpasningen på elværkerne på længere sigt fører til en mindre margin mellem total elkapacitet og den gennemsnitlige el-efterspørgsel. Et tilfældigt nedbrud på et elværk vil herefter gennemsnitlig resultere i et større tab af energi end før ændringen af varighedskurven.

I Figur 19 er gengivet et eksempel til illustration af dette. Forudsætningerne er:

- Fleksibel efterspørgsel vil medføre, at forbrugerne reducerer efterspørgsel til tidspunkter med høj pris og øger efterspørgsel til tidspunkter med lav pris. Derved bliver varighedskurven fladere, men den samlede efterspørgsel antages uændret.
- På lang sigt er der således behov for mindre samlet kapacitet¹. Kapaciteten antages reduceret svarende til reduktionen i spidslastefterspørgsel. Kapaciteten reduceres således fra 100 til 90.
- Det antages, at disse ændringer i kapacitet ikke har påvirket omkostningerne til produktion eller priserne som gennemsnit².
- Fejl antages at være uafhængige af efterspørgselens niveau og dermed af ændringen i varighedskurven. I gennemsnit er fejlene proportionale med total kapacitet og fejl reduceres således fra 10 til 9 i eksemplet.

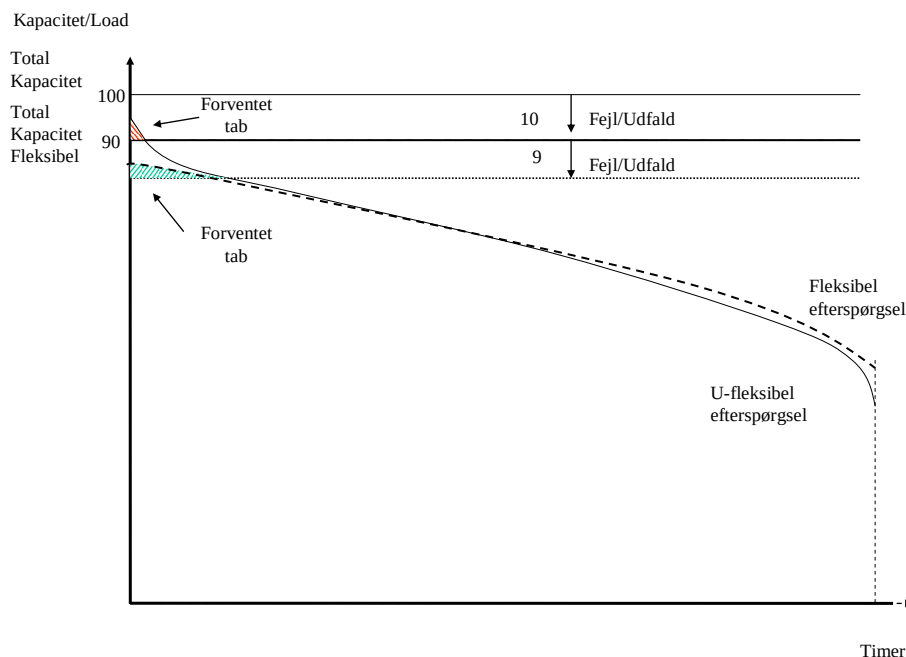
I figuren er den tabte mængde energi repræsenteret ved de skraverede områder. Det røde areal repræsenterer det forventede tab i initialsituationen. Det grønne areal repræsenterer situationen på lang sigt med fleksibelt forbrug og mindre elproduktionskapacitet. Tabet er udelukkende et forventet tab af leveret el og svarer ikke til velfærdstabet herved.

Med fladere varighedskurve og reduceret samlet kapacitet vil fejl med større sandsynlighed medføre tab af leveret el. Dette fremgår af, at det grønne areal er større end det røde. Der er således en større sandsynlighed for, at der i fejlsituationer ikke er tilstrækkelig kapacitet til at erstatte fejlramte værker³.

¹ Der kan også ske en forskydning mellem teknologierne (mindre spids kapacitet og mere base load).

² Fleksibelt forbrug har selvfølgelig reduceret prisudsvingene.

³ Der ses her ikke på den kortsigtede reserve, men på den lidt længere effekt over flere timer og helt op til et døgn, hvorfor den samlede kapacitet minus den fejlramte betragtes som til rådighed.



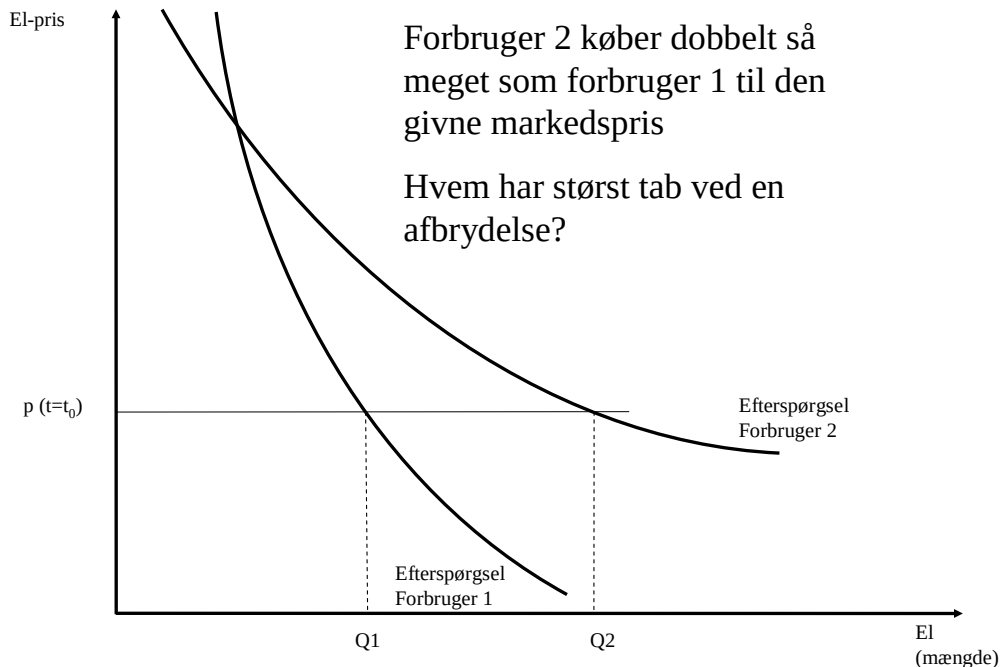
Figur 19: Varighedskurve og resultat af udfald af kapacitet

Fleksibelt forbrug, der kan være en betydelig faktor til at afhjælpe problemer med forudsigelig utilstrækkelighed af kapacitet, kan således være forbundet med en modgående effekt fra en lavere total elkapacitet og dermed større risiko for kapacitetsmangel i længerevarende fejlsituationer. Denne negative effekt på forsyningssikkerhed skal ikke overskygge den positive effekt. Hvis kapaciteten i eksemplet var blevet opretholdt på det oprindelige niveau, dvs. uændrede omkostninger til kapacitet, var forsyningssikkerheden blevet forøget uden at dette havde medført øgede omkostninger. Alternativt kan ovenstående situation i figuren fortolkes, så fleksibelt forbrug har resulteret i et mere effektivt system (lavere produktionsomkostninger), der dog også har medført en lidt lavere forsyningssikkerhed.

4.7 **Sammenhæng mellem spotmarked for el og velfærdstab ved afbrydelser for den enkelte**

Forbrugerens nytte af et givent elforbrug vil afspejle sig i den marginale pris han er villig til at betale for en ekstra enhed forbrug. Denne pris må være symmetrisk med den omkostning han vil opleve ved ikke at kunne få denne enhed leveret. Derved er der en direkte sammenhæng mellem spotmarkedspris på el og omkostninger ved afbrydelser. Symmetrien mellem en ekstra enhed forbrug og en enhed mistet forbrug er således i princippet opretholdt. Men dette gælder kun det marginale element og kun hvis symmetrien også omfatter det identiske tidsperspektiv dvs. afbrydelsen skal varsles med samme tidsmargen som købet på spotmarkedet foretages med.

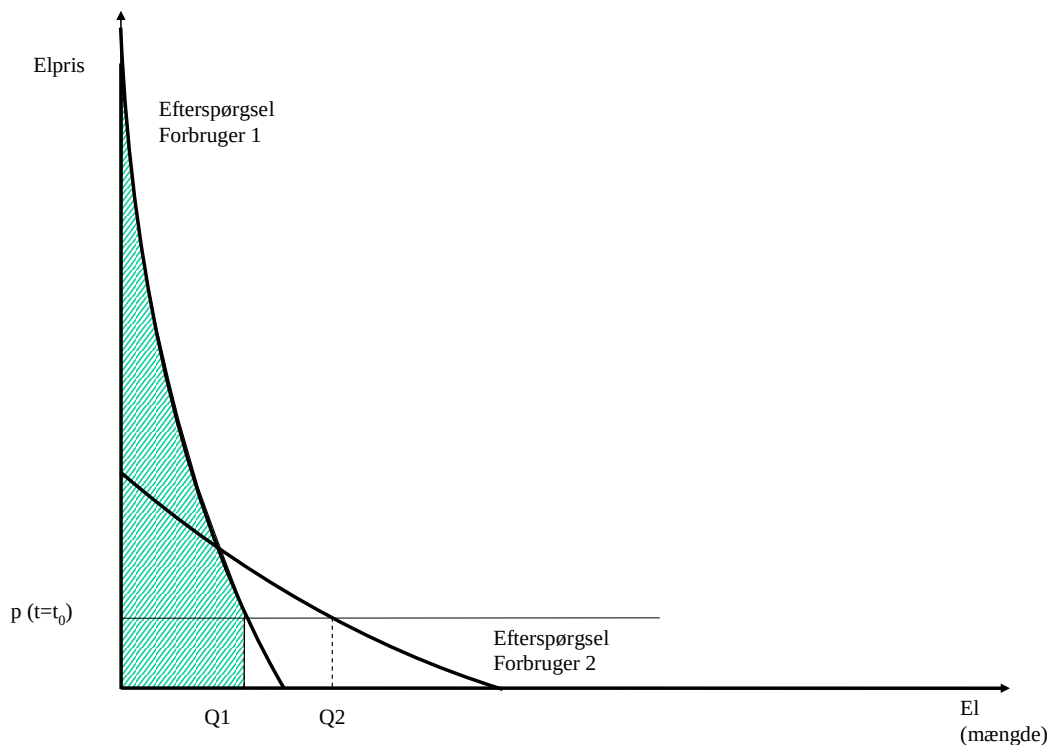
I realiteten vil den *gennemsnitlige* omkostning ved afbrydelse være op til mange gange højere end spotmarkedsprisen. Dette skyldes, at afbrydelser ikke kun fjerner det marginale forbrug, men hele den enkelte forbrugers samlede forbrug til et givent tidspunkt.



Figur 20: To forbrugeres el-efterspørgsel til et givet tidspunkt

I ovenstående figur er efterspørgselsfunktionen for 2 forskellige forbrugere gengivet til et givet tidspunkt eller tidsinterval (time). Ved en markedspris som dannet på et spotmarked vil deres efterspørgsel være henholdsvis Q_1 og Q_2 . Altså vil forbruger 2 efterspørge omtrent dobbelt så meget som forbruger 1. Hvad er så deres respektive tab, hvis den efterspurgte mængde el ikke kan leveres? Umiddelbart kunne man mene at forbruger 2 ville have et betydeligt større tab end 1 da denne mister omtrent dobbelt så meget forbrug som forbruger 1. Dette er også udgangspunktet, hvis man værdisætter det tabte forbrug ens for de to forbrugere, fx i form af en kompensations(erstatning) per tabte kWh. Dette svarer således til den form for kompensation, der er indført i en række lande i EU.

De to forbrugere har dog tydeligvis en forskellig værdisætning af deres elforbrug. I Figur 20 ser det ud til at forbruger 1 har en højere nytte af de første enheder elforbrug end forbruger 2 (i forhold til en identisk budgetrestriktion). Derfor bliver det nu nødvendigt at inddrage også de dele af efterspørgselen, der ligger udenfor det interval, vi normalt medtager i figuren.



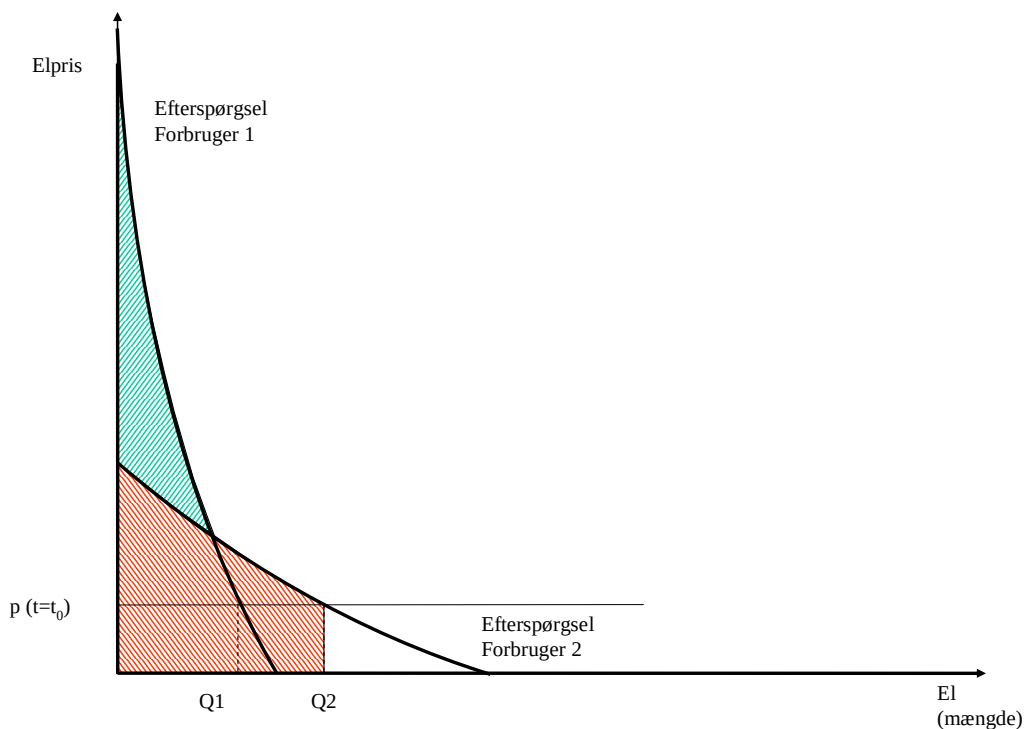
Figur 21: Forbruger 1's tab ved en afbrydelse (identisk efterspørgsel fra Figur 20)

Den første forbruger vil opleve et velfærdstab svarende til det skraverede areal i Figur 21, hvilket svarer til et gennemsnitligt tab på langt over den marginale enhed, der jo er den enhed der værdisættes lavest svarende til markedsprisen (eller marginalt over denne).

Forbruger 2's tab vil tilsvarende udgøre arealet under hendes efterspørgselskurve som gengivet i Figur 22. Hele arealet under efterspørgselskurven er i begge figurene medtaget som tab svarende til, at der allerede er betalt for elleverancen. Hvis der ikke skal betales for den ikke leverede el, vil tabet for forbrugeren kun udgøre det skraverede areal, der ligger over prisen p . Hertil kommer så det evt. tab som producenten oppebærer.

Det er ikke givet fra figurene, hvis tab der er størst i tilfælde af en afbrydelse, selv om forbruger 2 mister et væsentligt større forbrug end forbruger 1. Hvis der ikke er betalt for elleverancen, ser det dog ud til at tabet er størst for forbruger 1. Der er bl.a. i denne simple fremstilling antaget, at afbrydelsen varsles med samme interval, som efterspørgselsfunktionen repræsenterer. Endvidere antages, at værdien af el er uafhængig af forbruget af el i andre perioder, samt at forbrugeren ikke kompenseres for tabet. Man kan altså ikke bare flytte sit mistede forbrug til en anden periode.

Hvis forbruget kan flyttes vil tabet direkte forbundet med afbrydelsen være mindre. Der vil dog samtidig være en påvirkning af markedsprisen (gennemsnitlig højere) og dermed forbrugernes gevinst ved at forbruge på markedet i denne anden tidsperiode. Nettoeffekten af at kunne flytte forbrug, vil dog altid være mindst nul målt med forbrugernes velfærd.



Figur 22: Forbruger 2's tab ved en afbrydelse

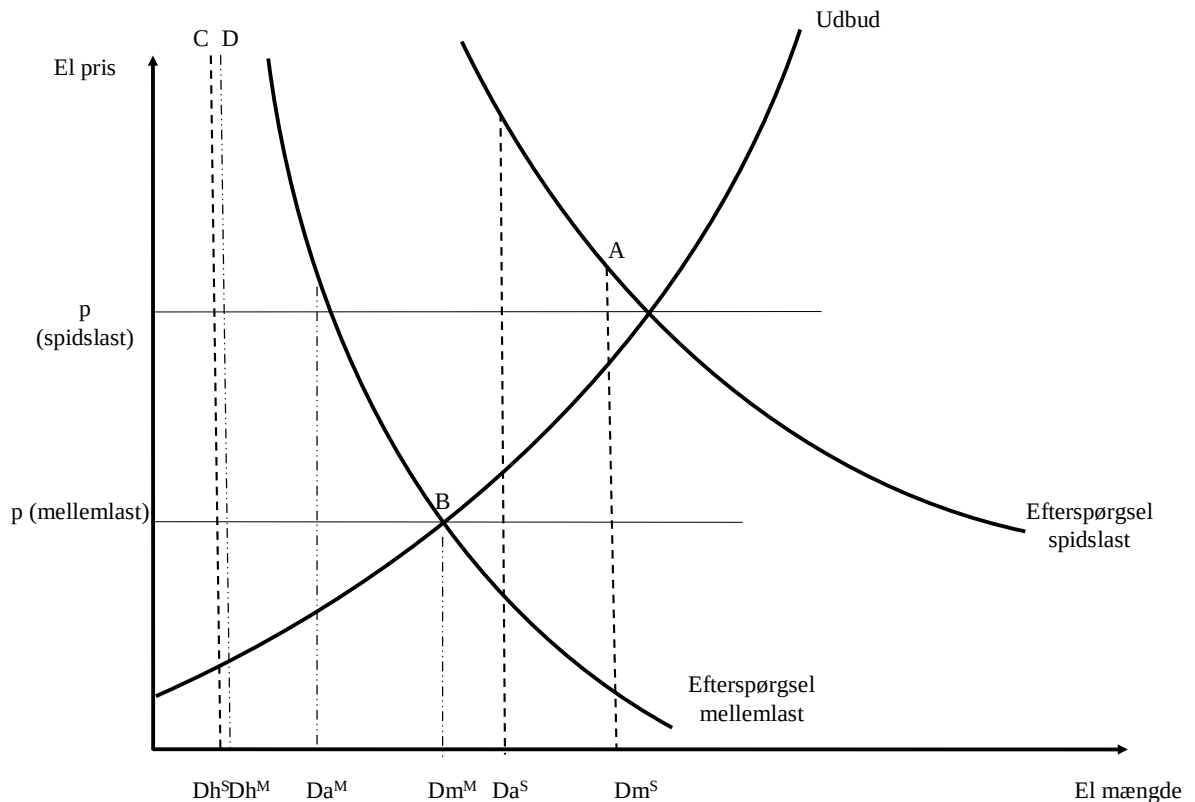
Figur 23 illustrerer en enkelt forbrugers placering i den samlede efterspørgselskurve og den værdi de enkelte dele af elforbruget for denne forbruger til et givet tidspunkt tillægges. Formålet er at illustrere, at det ikke altid er den samme forbruger, der udgør den marginale del af efterspørgselen, og at der til forskellige tidspunkter endvidere er betydelig forskel på den enkelte forbrugers omkostninger ved afbrydelser.

Forbruger 1 har 3 elementer i sit forbrug gengivet for hver efterspørgselskurve. Efterspørgselskurven er gengivet for to tidspunkter, hvilket kunne være to forskellige timer repræsenterende en spidslasttime og en gennemsnitstime. I gennemsnitstimen er den første efterspørgselsenhed Dh^M gengivet med en meget høj værdi, dog således at andre forbrugere har højere betalingsvillighed end forbruger 1's højeste tillagte værdi for en enhed elforbrug. Da^M afspejler den mellemste enhed forbrug for forbruger 1 og hans værdi af denne enhed. Forbruger 1's sidste af markedet tilfredsstillede forbrugsenhed Dm^M er netop den marginale forbrugsenhed, der bestemmer markedsprisen i en gennemsnitstime.

Punkterne A og B er begge forbrugerens marginale efterspørgselsenhed og punkterne C og D er begge forbrugerens første efterspørgselsenhed. Forbrugeren har i begge efterspørgselsituationer en meget højere værdisætning af alle sine forbrugsenheder end markedsprisen undtagen den marginale enhed, der i gennemsnitstimer endda svarer til prisen. I spidslast er værdisætningen af hans marginale enhed endda højere end markedsprisen.

For spidslasttidspunktet er værdisætningen af den marginale forbrugsenhed væsentlig højere end i gennemsnitstimen - A ligger væsentligt højere end B. Derimod kan den

første forbrugsenhed, der indeholder en væsentlig del af forbrugerens tab ved en afbrydelse, være placeret meget nærmere på hinanden – C og D ligger tættere på hinanden. Dette svarer til at der er et vist minimumsforbrug forbrugeren tillægger samme værdi uanset tidspunktet. Forbrug udover dette tillægges en meget mere forskellig nytteværdi afhængig af tidspunktet. Hermed vil værdisætningen af afbrud være forskellig afhængig af tidspunktet. Det er naturligt, at en privat forbruger, der ikke er hjemme midt på dagen tillægger en afbrydelse mindre værdi på dette tidspunkt frem for om aftenen, hvor hun er hjemme.



Figur 23: En forbrugers elefterspørgsel indplaceret i en samlet efterspørgselskurve for markedet

4.8 **Forsyningssikkerhed og offentlige goder**

Dette afsnit opstiller forudsætninger for at en markedsføring med deltagelse af forbrugerne kan gennemføres.

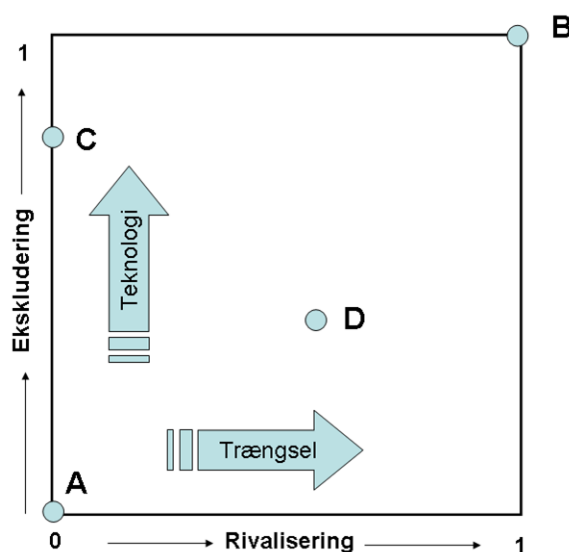
I den seneste tid har et af de største argumenter for regulering af elmarkeder været offentlig gode argumentet ved forsyningssikkerhed. Det første fundamentale velfærdsteorem⁴ etablerer en benchmark for social optimalitet og indikerer at regulering

⁴ Dette teorem siger, at når markeder er komplette er enhver konkurrencebestemt ligevægt nødvendigvis Pareto optimal. Det vil sige, at der er et marked for enhver vare og alle deltagere i dette

af markeder bliver relevant, når markedsimperfektioner eller kilder til markedsfejl leder til inkomplette eller imperfekte markeder. Markedsimperfektioner inkluderer transaktionsomkostninger, hvorimod årsager til markedsfejl kan opdeles i de fire kategorier: eksternaliteter, offentlige goder, asymmetri i informationer og markedsmagt.

Der er skrevet flere artikler, som behandler dette emne omkring hvorvidt forsyningssikkerhed reelt er et offentligt gode. Disse inkluderer blandt andet Abbott (2001), der definerer forsyningssikkerhed som ikke rivaliserende og ikke ekskluderbart, idet det er svært at ekskludere folk fra at nyde godt af en reduceret risiko i forbindelse med øget kapacitet. På den modsatte side har vi Rochlin (2004), som mener at, hvis markedet leverer et tilstrækkeligt niveau af forsyningssikkerhed vil dette være i modstrid med rivaliserings- og ekskluderingsprincipperne, hvorfor man ikke kan betegne forsyningssikkerhed som et offentligt gode.

For at kunne vurdere disse modstridende argumenter, vil vi starte med at se på den økonomiske definition af offentlige goder. Offentlige goder er ofte defineret som varer der er ikke ekskluderbare og ikke rivaliserende. Dette betyder, at det ikke er muligt at ekskludere forbruger fra anvendelse af varen, og på samme tid, at forbrug af varer ikke forringer mængde og kvalitet for resten af forbrugerne (Mas-Colell, Whinston, and Green, 1995). Grundet disse karakteristika er det ikke lige til at finde det sociale optimum, især når antallet af forbrugere af varen er stort, hvorved sandsynligheden for at skjule ens reelle betalingsvillighed er større. Dette problem adresseres ofte som et "free rider" problem, som man oftest ser indenfor områder med offentlige gode karakteristika, hvorfor disse områder ofte har behov for offentlig regulering for at opnå det sociale optimum. Denne sammenhæng medfører, at hvis forsyningssikkerhed defineres som et offentligt gode, vil der være behov for offentlig regulering, for at opnå det samfundsøkonomisk optimale niveau af forsyningssikkerhed. Dette betyder dog ikke, at man ikke kan etablere et marked for forsyningssikkerhed, men at dette ikke vil opnå det sociale optimum uden en regulering af markedet. Der er således forskellige behov for regulering alt afhængigt af, hvilke barrierer, der eksisterer for den fulde markedsfunktionalitet.



marked er pristagere (sætter forbrug udfra en given pris) (Mas-Colell, Whinston, and Green, 1995).

Figur 24: Klassificering af offentlige goder i henhold til graden af rivalisering og ekskludering. A – Rent offentligt gode (eksempelvis ren luft), B – Rent privat gode (eksempelvis tomater), C – Ikke rivaliserende gode (eksempelvis TV) og D- Kongestioneret offentligt gode (eksempelvis veje).

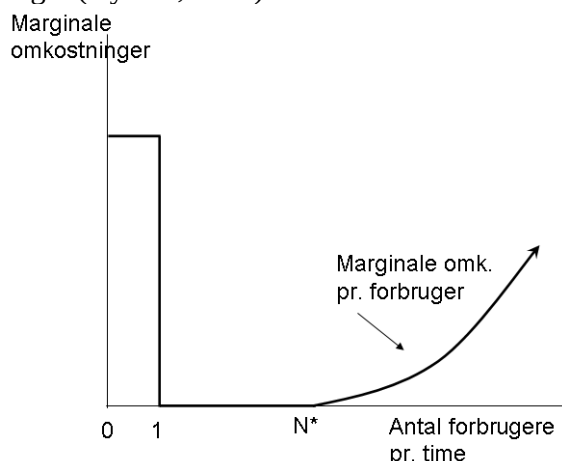
Inden vi beslutter, hvorvidt vi anser forsyningssikkerhed som et offentligt gode, vil vi dog lige se lidt mere på den litteratur, som allerede tager stilling til dette spørgsmål. Abbott (2001) anser forsyningssikkerhed som ikke ekskluderbart, idet tilføjelse af en enhed kapacitet til systemet vil være til gavn for alle forbrugere, grundet den øgede sikkerhed dette giver. Stoft (2003) har samme konklusion som Abbott (2001), men argumenterer ud fra de markedsfejl der findes på efterspørgselssiden i elmarkedet. Disse er problemer omkring manglende timemålere hos den individuelle forbruger og manglende teknologi til at afbryde forbruger individuelt, som ville være nødvendig ved en situation med manglende kapacitet. Disse to problemer gør det således umuligt at foretage enten ex-ante eller ex-post afregning for anvendelse af forsyningssikkerhed. Rochlin (2004) argumenterer modsat, og konkluderer, at forsyningssikkerhed er ekskludebart, selvom det er muligt at lave en ex-ante afregning af forbruget af reserver, mener han det er muligt at lave en ex-post afregning. Dette er ikke i direkte modstrid med Stoft (2003), da forskellene skyldes forskellig vurdering af de tilgængelige teknologier. Det vil sige, der er ikke målere til at lave denne afregning, men der er teknologi til rådighed, som ved opsætning kunne levere de krævede data.

Ser vi på begrebet rivalisering mener Stoft (2003) at forsyningssikkerhed er ikke rivaliserende, da ekstra sikkerhed giver samme fordel til alle forbrugerne. Denne konklusion korresponderer til Abbott (2001), som også se på forsyningssikkerhed som ikke rivaliserende, da udvidelse af kapaciteten grundet øget efterspørgsel ikke kun reducerer sandsynligheden for blackouts for den som får leveret strøm fra den nye produktionsenhed, men også reducerer alle andres risiko uden ekstra omkostninger. Som modsætning hertil har vi Rochlin (2004) som konkluderer, at det er rivaliserende, da øget forbrug giver lavere reserve marginal, og derved også lavere forsyningssikkerhed. Og ved en tilstrækkelig lav reservemargin kan en ekstra enheds forbrug forårsage behovet for tvungen nedjustering af forbrug.

Konklusionerne omkring rivalisering og ekskludering er ikke entydige, og et skift fra definition som offentligt gode til privat gode giver også en del konsekvenser for beskrivelsen af varen forsyningssikkerhed. Ved definition som privat gode vil vi således kræve et skift fra 'forpligtigelse til at levere strøm' til 'forpligtigelse til at levere strøm til en given pris', hvilket igen fører til højere krav om vurdering af kvaliteten af den strøm man får leveret.

En pointe der er værd at fremhæve, er behovet for teknologisk udvikling som kan gøre os i stand til at ændre definitionen som offentligt gode. Stoft (2001) nævner dette med realtids måling og realtid afregning, som samtidigt medfører en øget efterspørgselselasticitet, og således også muligheden for at afkoble i henhold til den enkelte forbrugers betalingsvillighed. Den seneste udvikling indenfor dette område har således gjort det muligt at fjerne denne barriere (illustreret Figur 24 med en vertikal pil), og derved også ekskludere "free-riders". Vi finder det derfor ikke relevant at definere forsyningssikkerhed som et rent offentligt gode. Ser vi derimod på argumenterne omkring ikke rivalisering er alle tre argumenter plausible og ikke nødvendigvis modstridende.

Den foreløbige konklusion må derfor være, at vi bevæger os væk fra definitionen som offentligt gode, men i hvor høj grad er svær at vurdere. Til beskrivelse af varer, som befinder sig i denne situation kan man anvende termen kongestionerede offentlige goder (“congestible public goods”). Dette er varer, hvor trængsel reducerer de fordele forbrugeren har, alt efter hvor mange som bruger af varen. Dette kunne eksempelvis være veje eller parker. Dvs. den marginale omkostning for tilgangen af en ekstra forbruger bliver højere end nul efter et givent mætningspunkt. Dette er illustreret i Figur 25, hvor den marginale omkostning ved at tillade en ekstra forbruger falder til nul efter varen er gjort tilgængelig (etablering af en vej eksempelvis) efterfølgende vil det være gratis for resten at anvende denne, men efter mætningspunktet (N^*) vil omkostningen stige eksponentielt i henhold til antallet af brugere. I forhold til begreberne ikke rivaliserende og ikke ekskluderende gælder begreber kun når der ikke er for mange forbrugere, efter dette punkt arbejder man med et delvist privat gode, da antagelsen om rivalisering gøres svagere (Figur 24 horisontal pil). I teorien kan disse varer godt blive distribueret via et marked enten via offentlig styring eller via private firmaer, der kan sælge tilladelser, medlemskaber eller andre forbrugsrelaterede betalinger (Hyman, 1993)



Figur 25: Illustration af marginale omkostninger for et kongestioneret offentligt gode (Hyman, 1993).

Hvis vi vender tilbage til spørgsmålet omkring, hvorvidt forsyningssikkerhed er et offentligt gode, kan vi konkludere, at behovet for regulering i høj grad afhænger af, hvilke barrierer der eksisterer, før vi kan behandle forsyningssikkerhed som et privat gode. Det er nok ikke sandsynligt at få nogle rent offentligt gode karakteristika, hvorfor en grad af regulering må forventes. Det er dog dermed ikke sagt at der ikke kan etableres markeder, men sådanne vil kræve en grad af regulering.

4.9 **Kompensationsordninger for afbrud**

Definitionen af markedsgørelse af forsyningssikkerhed er at bruge økonomiske incitamenter til at påvirke adfærden hos forbrugere, distributører og producenter af strøm (herefter kaldet agenterne) sådan at de samfundsøkonomiske omkostninger ved strømsvigt og forholdsregler til forebyggelse heraf bliver mindst mulige. De økonomiske incitamenter der kan komme på tale i denne sammenhæng kan under et kaldes for kompensationsordninger. En præcis definition af markedsgørelse kan laves via forbindelsen til kompensationsordningerne:

Definition: Markedsgørelse af forsyningssikkerhed defineres som indførelsen af et system af økonomiske kompensationsordninger, som specificerer forud kendte betalinger til og/eller fra producenter, distributører og forbrugere af strøm m.fl. givet forud definerede omstændigheder (fx afbrydelsens varighed, tidspunkt osv.)

I denne forbindelse er det værd at lægge mærke til at størrelsen af compensationerne i givne omstændigheder skal være kendte og aftalte på forhånd. Herved har agenterne mulighed for at tilrettelægge deres handlinger (fx forbrug, produktion, investering og vedligehold) med hensyntagen til compensationerne.

Uanset hvilken kompensationsordning man vælger i en given markedsgørelse bør man for at evaluere den samfundsøkonomiske effekt heraf som udgangspunkt vurdere følgende kriterier:

- A. Vil kompensationsordningen afsløre forbrugernes sande nyttetab, eller indebærer kompensationsordningen at forbrugeren har incitament til at under- eller overdrive sit nyttetab for at opnå en økonomisk fordel herved?
- B. I hvilken udstrækning vil kompensationsordningen få forbrugere og producenter til at optræde samfundsøkonomisk mere hensigtsmæssigt, givet de teknologiske muligheder der er tilstede for producenter og forbrugere?
- C. Vil kompensationsordningen indebære større administrative omkostninger end de øvrige gevinster den ellers medfører?

Der kan udtænkes mange forskellige kompensationsordninger. For nærværende formål vil det være praktisk at sammenfatte disse til 6 forskellige typer af ordninger.

- 1) **Indtægtsrammeregulering (IRR):** Det afbrydelsesvoldende selskab får reguleret sin indtægtsramme med et beløb fastsat af den alvidende planlægger svarende til præcis summen af betalingsvillighederne for de afbrudte forbrugere. Beløbet går i statens lommer.
- 2) **Kollektivt fastsat compensation (KFK):** Med denne ordning betales alle forbrugere den samme compensation, uanset deres individuelle betalingsvillighed for at undgå afbrydelsen. Compensationen er fastsat til forbrugers gennemsnitlige betalingsvillighed. Omkostningen hertil afholdes af det afbrydelsesvoldende selskab.
- 3) **Individuelt fastsat compensation (IFK):** Med denne ordning kompenseres forbrugere af det selskab, som er ansvarlige for afbrydelsen, med præcis deres individuelle betalingsvillighed for at undgå afbrydelser. De individuelle betalingsvilligheder forudsættes kendt af en "alvidende" planlægger.
- 4) **Forsikringsordninger (FO):** Forbrugere tegner en aktuarisk fair forsikring hos en tredjepart. Det antages at forbrugere vælger præcis den forsikringssum som svarer til deres betalingsvillighed. Forsikringsselskabet kan efter tegningen af forsikringerne interagere med selskaberne og kompensere dem for at investere i forsyningssikkerhed.

- 5) **Afbrudskontrakter (AK):** Forbrugerne kan købe forsyningssikkerhed i form af en kompensationsordning hos deres distributionselskab. Distributionselskabet kan holde andre selskaber til økonomisk ansvar for afbrydelser.
- 6) **Vertikal integration (VI):** Forbrugeren overtager ejerskabet (og dermed investeringsmuligheden) i sin distributionslinje.

I de følgende afsnit vil disse typer af kompensationsordninger blive gennemgået med henblik på besvarelse af hvor godt de opfylder de tre kriterier nævnt ovenfor.

4.9.1 Indtægtsrammeregulering

Med en indtægtsrammeregulering "straffer" myndighederne den distributør som var "årsag" til afbrydelsen. Straffen bør ideelt set fastsættes til præcis den tabte nytte hos de afbrudte forbrugere.

Kriterium A

Indtægtsrammeregulering afslører ikke noget om forbrugerens nyttetab ved afbrydelser. Tværtimod er effektiviteten af denne type kompensationsaftale afhængig af at man kan tilvejebringe gode estimater på forbrugernes nyttetab.

Kriterium B

Under indtægtsrammeregulering vil distributørerne og producenterne få den største profit ved at vælge de investeringer i forsyningssikkerhed som er samfundsøkonomisk set mest optimale. Således sikrer indtægtsrammeregulering en samfundsøkonomisk optimal adfærd på producentsiden.

På forbrugersiden vil indtægtsrammeregulering ikke have nogen direkte adfærdsmæssig effekt. Forbrugeren kan ikke med sine handlinger påvirke hyppigheden af netfejl, og indtægtsrammereguleringen giver heller ikke noget incitament til forbrugeren for at spare på strømmen når kapaciteten i nettet er presset. Denne ordning påvirker derfor ikke tilstrækkeligheden fra forbrugersiden. Man kan forestille sig nogle forholdsvis små effekter på forbrugerens valg af netselskab i forbindelse med prisstigninger. Men dette ændrer ikke på forbrugerens fysiske tilknytning til et givet net.

Kriterie C

Formentlig vil de administrative omkostninger være relativt beherskede ved indtægtsrammereguleringen, i hvert fald set i forhold til nogle af de øvrige kompensationsordninger. Myndighederne skal kun interagere med nogle få elselskaber, som har et rimeligt overblik over hvor længe og hvor mange kunder der er påvirket af et givet strømsvigt.

4.9.2 Kollektivt fastsat compensation

I den kollektivt fastsatte compensation udbetaler distributøren en compensation til deres kunder svarende til forbrugerens gennemsnitlige tab ved svigtet. Hvis det er andre end netselskabet som har forvoldt afbrydelsen kompenserer denne part distributøren.

Kriterium A

Kollektivt fastsat kompensation afslører ikke noget om forbrugerens nytte tab ved afbrydelser. Tværtimod er effektiviteten af denne type kompensationsaftale afhængig af at man kan tilvejebringe gode estimater på forbrugernes nytte tab.

Kriterium B

Producenter og distributører udsættes for præcis samme incitamentsstruktur som under indtægtsrammereguleringen. Hermed sikrer en kollektivt fastsat kompensation en samfundsøkonomisk optimal adfærd på producentsiden.

På forbrugersiden vil en kollektivt fastsat kompensation ikke have nogen direkte adfærdsmæssig effekt. Forbrugeren kan (stadig) ikke med sine handlinger påvirke hyppigheden af netfejl, og kompensationen giver heller ikke noget incitament til forbrugeren for at spare på strømmen når kapaciteten i nettet er presset. Denne ordning påvirker derfor ikke tilstrækkeligheden fra forbrugersiden. I det forbrugeren bliver kompenseret for afbrydelser, bliver incitamentet til at vælge et andet netselskab mindre.

Kriterium C

Der vil formentlig være mærkbare administrative omkostninger ved kollektivt fastsat kompensation, idet det for hvert afbrud skal klarlægges hvilke forbrugere der har været ramt af afbrud og hvor længe. Med nogen automatisering af regnskabs- og regningssystemer kan de administrative omkostninger ved udbetalingen af kompensation måske begrænses. Omkostningerne til estimering af forbrugernes tab ved afbrydelser er de samme som ved indtægtsrammeregulering.

Administrationen af den kollektivt fastsatte kompensation vil dog med stor sikkerhed være dyrere end indtægtsrammeregulering, uden at niveauet for forsyningssikkerhed vil komme nærmere det samfundsmæssigt optimale end hvad der kan opnås med indtægtsrammeregulering.

4.9.3 Individuelt fastsat kompensation

I den individuelt fastsatte kompensation udbetaler distributøren en kompensation til deres kunder svarende til den enkelte kundes tab ved svigtet.⁵ Hvis det er andre end netselskabet som har forvoldt afbrydelsen kompenserer denne part distributøren.

Kriterium A

Med de individuelle kompensationsordninger rammer afbrydelserne forbrugerne tilfældigt og uanset deres betalingsvillighed. Derfor har forbrugerens valg af kompensationsordning ingen indflydelse på deres forsyningssikkerhed. Der er derfor blot tale om en indkomstoverførsel uden realøkonomisk betydning på forbrugersiden. Forbrugernes afbrydelsesomkostninger vil ikke blive kortlagt ved at tilbyde forbrugerne forskellige kompensationsordninger. Motivationen for at vælge en lav kompensation er netop at man oftere (end andre) vil blive afbrudt og kompenseret, mens en høj kompensation giver færre afbrud. Denne motivation forsvinder hvis ikke den valgte afbrydelsesomkostning er knyttet til hvor mange afbrud man forventes at få.

⁵ Det er her defineret at svigtet ikke vælges af hverken producent eller forbruger, men opstår utilsigtet pga. fejl eller overbelastning af systemet. Kompensationsordninger hvor forbrugere afbrydes ved et bevidst valg frem for en fejl beskrives i afsnit 4.10.

Kriterium B

Producenter og distributører udsættes for præcis samme incitamentsstruktur som under indtægtsrammereguleringen. Hermed sikrer en individuelt fastsat kompensation en samfundsøkonomisk optimal adfærd på producentsiden.

På forbrugersiden vil en individuelt fastsat kompensation ikke have nogen direkte adfærdsmæssig effekt. Forbrugeren kan (stadig) ikke med sine handlinger påvirke hyppigheden af netfejl, og kompensationen giver heller ikke noget incitament til forbrugeren for at spare på strømmen når kapaciteten i nettet er presset.⁶ Denne ordning påvirker derfor ikke tilstrækkeligheden fra forbrugersiden. I det forbrugeren bliver kompenseret for afbrydelser, bliver incitamentet til at vælge et andet netselskab mindre.

Kriterium C

Der vil formentlig være mærkbare administrative omkostninger ved kollektivt fastsat kompensation, idet det for hvert afbrud skal klarlægges hvilke forbrugere der har været ramt af afbrud og hvor længe. Med nogen automatisering af regnskabs- og regningssystemer kan de administrative omkostninger ved udbetalingen af kompensation måske begrænses.

Den individuelt fastsatte kompensation vil dog formentlig være dyrere at administrere end både kollektivt fastsat kompensation og indtægtsrammeregulering, uden at niveauet for forsyningssikkerhed vil komme nærmere det samfundsmæssigt optimale end hvad der kan opnås med de to andre kompensationsformer. Omkostningerne til estimering af forbrugernes tab ved afbrydelser vil også være betydeligt større, idet de empiriske undersøgelser er langt mere omfattende og komplicerede at implementere.

⁶ Forbrugeren vil have et incitament til at reducere forbruget i den udstrækning dette kan være med til at afværge et kollaps i hans egen del af systemet. I langt de fleste tilfælde vil denne effekt dog være helt ubetydelig, da forbrugers andel af det samlede forbrug (og dermed indvirkning på overskudsefterspørgslen) er mikroskopisk. Hertil kommer vanskelighederne ved at sprede information om nødvendigheden ved at nedjustere forbruget i en kapacitetspresset situation.

Eksempel: Individuel kompensation vs. afbrudskontrakter

I denne stærkt forsimplede case findes 4 forbrugere (A, B, C og D) som hver efterspørger en enhed strøm med betalingsvilligheden 5, 4, 3 og 2 penge per enhed strøm. Forbrugerne indmelder (sandfærdigt eller løgnagtigt, men i alle tilfælde profit/nytteoptimerende) deres betalingsvillighed for strøm til systemoperatøren, som opererer kompensationsordningen som hvile-i-sig-selv. Der produceres strøm af fire anlæg med en kapacitet på hver én enhed strøm og en pris på 1 penge per enhed. Dvs. at forbrugers overskuddet for de 4 forbrugere er 4, 3, 2 og 1 penge per enhed. Et af de fire anlæg har en positiv sandsynlighed for at falde ud. Resten kører med 100 % sikkerhed.

Proportional betaling for forsyningssikkerhed og tilfældigt afbrud

I dette tilfælde betaler forbrugerne de samlede omkostninger for forsyningssikkerheden ud fra deres indmelding af betalingsvillighed. I tilfælde med kapacitetsknaphed vælger systemoperatøren tilfældigt en forbruger (med lige stor sandsynlighed, dvs. 25 %) som afbrydes. I fald de 4 forbrugere melder deres faktiske betalingsvillighed ind vil både den gennemsnitlige tabte nytte og den gennemsnitlige udbetaling per afbrud være 2,5 penge ($= (4+3+2+1) / 4$). Forbruger A har 40 % af det samlede indmeldte nytte tab, og betaler derfor også 40 % af de samlede udgifter, dvs. 40 % gange 2,5 penge/afbrud = 1 penge/afbrud. A's udbetaling per afbrud er sandsynligheden for at netop A bliver ramt gange udbetalingen, dvs. 25 m indbetaling og udbetaling for forbruger A. For forbruger B, C og D er der ligeledes lighed mellem indbetaling og forventet kompensation per afbrud (udbetaling per forbruger vægtet med sandsynligheden for at netop denne forbruger afbrydes), nemlig 0,75, 0,50 og 0,25 penge per afbrud. Indbetalingen fra de 4 forbrugere og den forventede udbetaling er altså begge 2,5 penge/afbrud, så systemoperatøren overholder sin hvile-i-sig-selv forpligtelse.

Antag nu at forbruger A løgnagtigt indmelder en betalingsvillighed på 14. Den samlede indmeldte betalingsvillighed er nu 20 penge, svarende til en forventet kompensation på 5 penge/afbrud. I det forbruger A nu står for 70 % af det samlede indmeldte tab, bliver hans betaling 70 % gange 5 penge/afbrud, dvs. 3,5 penge/afbrud. Hans forventede kompensation bliver 25 % gange 14 penge/afbrud, dvs. 3,5 penge/afbrud. Således er der stadig ingen forskel mellem A's betaling og forventede kompensation.

Dette resultat kan generaliseres. Den individuelle kompensationsordning med egne indmeldinger og tilfældigt valg af afbrudt forbruger svarer til et fair lotteri (100 % udbetalingsgrad). Indmeldingen af betalingsvillighed svarer til køb af et antal lodder. Siden lotteriet er fair og udbetalingen 100 % vil deltagerne få samme forventede profit/nytte uanset hvor mange lodder de køber, inklusive det tilfælde hvor de ingen lodder køber. Det vil sige at (1) forbrugerne er lige så godt stillet med som uden lotteriet, samt at (2) lotteriet ikke afslører forbrugers sande betalingsvillighed, (fordi forbrugeren kommer til at betale præcis sin egen betalingsvillighed for lodderne).

Den sidstnævnte konklusion hviler dog på at forbrugerne er risikoneutrale (kan defineres som 100 kroner udbetalt med 50 % sandsynlighed giver lige så meget nytte som 50 kroner udbetalt med 100 % sandsynlighed). Dette er en empirisk bekræftet rimelig antagelse for "små" beløb (målt som andel af forbrugers indkomst). Profitmaksimerende virksomheder er per definition risikoneutrale, om end ufuldkomne kapitalmarkeder og uheldige incitamentsstrukturer kan give anledning til at ændre på case findes 4 forbrugere (A, B, C og D) som hver efterspørger en enhed strøm med betalingsvilligheden 5, 4, 3 og 2 penge per enhed strøm. Forbrugerne indmelder (sandfærdigt eller løgnagtigt, men i alle tilfælde profit/nytteoptimerende) deres betalingsvillighed for strøm til systemoperatøren, som opererer kompensationsordningen som hvile-i-sig-selv. Der produceres strøm af fire anlæg med en kapacitet på hver én enhed strøm og en pris på 1 penge per enhed. Dvs. at forbrugers overskuddet for de 4 forbrugere er 4, 3, 2 og 1 penge per enhed. Et af de fire anlæg har en positiv sandsynlighed for at falde ud. Resten kører med 100 % sikkerhed.

4.10 **Efterspørgselsfleksibilitet: Fra afbrudskontrakter til realtidsafregning**

De ovenfor nævnte kompensationsordninger har (med nærværende definition) det fælles træk at betalingerne ikke er påvirket af forbrugernes adfærd. Kompensationsordninger med efterspørgselsfleksibilitet er derimod kendetegnet ved at enkeltforbrugers efterspørgsel (eller dele heraf) kan afkobles mod en forud aftalt kompensation (givet varighed, varsel osv.). Dette kunne fx ske ved en afbrudskontrakt, hvor en (typisk stor) forbruger afkobles i en situation hvor produktionskapaciteten er presset. Med det rigtige udstyr (el-teknisk og kommunikationsmæssigt) vil forbrugeren eventuelt kunne koble dele af sit forbrug af, som fx en stærkt strømforbrugende industriel produktionsenhed, men ikke fx strøm til IT udstyr mv.

Definition: *Fleksibel efterspørgsel forekommer når afbruddene kan rettes imod de forbrugere som har udvist den laveste betalingsvillighed for ikke at blive afbrudt. Flexibel efterspørgsel har derfor ekskluderbarhed som forudsætning.*

Afbrudskontrakter og forsikringsordninger er teknisk set identiske. I begge tilfælde bliver den enkelte forbruger kompenseret for afbrydelser i forhold til deres betalingsvillighed for ikke at blive afbrudt.

Såfremt detaljeringen i afbrudskontrakterne kan specificeres nøjagtigt nok ned i tid og på elektriske installationer er skillelinjen mellem afbrudskontrakter og et egentligt realtidsmarked for el flydende.

Kriterium A

Fordi forbrugerne bliver afbrudt efter rangordningen af deres betalingsvillighed (billigste først) har de et økonomisk incitament til at melde en lav betalingsvillighed (dog større end deres afbrydelsesomkostning, så der tjenes en profit på afbruddet) ind. Melder forbrugeren en højere betalingsvillighed ind vil han få færre afbrud, og derfor i færre tilfælde få profitten. Med mange forbrugere med afbrydelsesomkostninger som ikke afviger alt for meget fra hinanden, og en fordeling af afbruddene hvor det oftere vil være få forbrugere som kobles fra end mange, vil konkurrencen betyde at forbrugerne har incitament til at melde afbrydelsesomkostninger ind som er tæt på deres faktiske afbrydelsesomkostninger. Afbrudskontrakter hvor afbruddene sker efter rangordning af betalingsvillighed er således velegnede til at afsløre forbrugernes betalingsvilligheder.

Kriterium B

Da det endvidere vil være de forbrugere med lavest afbrydelsesomkostning som bliver afbrudt først, vil der også være en velfærdsgevinst at hente på forbrugersiden.

Såfremt markedet for afbrydelseskontrakter er så velfungerende at forbrugerne melder deres sande afbrydelsesomkostninger ind, vil et komplet marked for afbrydelseskontrakter (hvor alle forbrugere melder deres omkostninger ind) resultere i en samfundsøkonomisk optimal allokering af investering i og betaling for forsyningssikkerhed, både set i et tilgængeligheds- og et tilstrækkelighedsperspektiv.

Kriterium C

De administrative omkostninger afhænger stærkt af de teknologiske muligheder, samt i hvilken udstrækning de enkelte individer mere eller mindre løbende skal tage stilling til deres forbrug af strøm til en given realtidspis.

4.11 Vertikal integration

En sidste "kompensationsordning" er at forbrugeren selv overtager ejerskabet af hele eller dele af sin el-forsyning (såkaldt vertikal integration). Dette kan ske fx ved at overtage ejerskabet til forbindelsen til nærmeste tilslutningspunkt (fx et langt luftkabel til et sommerhus i en skov). Der kan også være tale om egen investering i et nød-forsyningsanlæg. Dette kan ud fra et økonomisk teoretisk synspunkt være en udmærket ordning i de tilfælde hvor en manglende incitamentsstruktur kan afstedkomme et samfundsøkonomisk suboptimalt investerings- eller vedligeholdsniveau i elforsyningsinfrastrukturen til en specifik forbruger.⁷ Der vil dog ikke nødvendigvis være noget i vejen for at forbrugeren udliciterer driften og vedligehold af infrastrukturen, så længe forbrugeren selv beslutter omfanget af investeringen. Dette vil formentlig kun være relevant for større virksomheder med et behov for pålidelig elforsyning.

4.12 Opsummering

Givet at de efterspørgselsfleksible kompensationsordninger kræver at forbrugerne kan ekskluderes, giver de kun mening for tilstrækkelighedsdelen af forsyningssikkerheden, hvor forbrugernes handlinger til gengæld også kan have stor betydning for forsyningssikkerheden. Modsat er indtægtsrammeregulering eller kollektive/individuelle kompensationsordninger udmærkede til at ramme et fornuftigt niveau for investeringer og vedligehold på produktionssiden hvad angår tilgængelighed, idet forbrugersidens handlinger her ikke har nævneværdig indflydelse afbrydelserne. Således kan en kombination af kollektiv/individuel kompensation eller indtægtsrammeregulering på tilgængelighedssiden og en form for efterspørgselsfleksibilitet på tilstrækkelighedssiden i hvert fald ud fra et teoretisk økonomisk perspektiv tilvejebringe en samfundsøkonomisk optimal investering og vedligehold af generation og distribution/transmission såvel som et forbrug/afbrud på forbrugersiden. Hertil skal der dog tages forbehold for at de teknologiske muligheder skal være tilstede i passende omkostningseffektivt omfang, også set i forhold til administrative omkostninger. Tabellen nedenfor opsummerer dette afsnits resultater:

⁷ O. Hart (1995): "Firms, Contracts and Financial Structure", chapter. 2. Clarendon Press

	Indtægtsrammeregulering	Kollektivt fastsat kompensation	Individuelt fastsat kompensation	Fleksibelt forbrug	Vertikal integration
Afslører sand betalingsvillighed	Nej	Nej	Nej	Ja	(ja)
Optimal producent adfærd	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Optimal forbruger adfærd	(nej)	(nej)	(nej)	Ja	(ja)
Administrative omkostninger	beherstket	Anseelige?	Store?	Teknologi?	næppe
Velegnet til	Net	Net	Net	Generation	Net

Tabel 5: Opsummering af resultater om kompensationsaftaler

4.13 *Trin i en gradvis markedsføring*

Dette afsnit redegør for markedsføring som ikke en enkelt løsning, men derimod mange skridt med gradvis mere inddragelse af markeds kræfter til at sikre en omkostningseffektiv opnåelse af en ønsket forsyningssikkerhed.

I stedet for at se på en markedsføring af forsyningssikkerhed overfor en direkte regulering bør de teoretiske forudsætninger og begrænsninger skitseret i de foregående afsnit holdes op mod mulige skridt i retning af at lade markedet bidrage til en omkostningseffektiv sikring af et givent niveau for forsyningssikkerhed og en bedre fastsættelse af det *ønskede* niveau.

Nedenfor er beskrevet en række mulige skridt, der vil lade markedet bidrage med løsninger.

4.14 *Forskellige grader af markedsføring*

Vi har allerede diskuteret en lang række af specifikke forsyningssikkerhedsmæssige aspekter. I forhold til graden af markedsføring – nødvendighed – krav til tekniske løsninger mv. Nedenfor er der gengivet en skitse over en trinvis markedsføring af forsyningssikkerhed.

Trin 1: Synliggørelse og reduktion af omkostninger

Her vil fokus være på udbudssiden og en reduktion af omkostninger til opnåelse af et givent niveau for forsyningssikkerhed. De nødvendige forudsætninger omkring rivalisering og ekskluderbarhed af forbrugere er således ikke en begrænsning her. Det er således ikke et problem, hvis der er tale om et fuldstændig offentligt gode, som i punkt A.

Fastsættelse af niveau for forsyningssikkerhed sker ud fra en offentlig prioritering af et acceptabelt niveau. Der er ingen sammenhæng mellem dette og forbrugernes omkostninger eller betalingsvillighed. Da forsyningssikkerhed kan påvirkes både fra produktion, transmission og distribution er målsætningen at få alle disse til at levere

forsyningssikkerhed så den marginale omkostning er identisk for alle udbydere. Dette kan tilstræbes både ved en direkte regulering eller ved et udbud af disse ydelser i en afgrænset form for marked.

Følgende delelementer kan bidrage til forsyningssikkerhed som indeholdende både tilstrækkelighed og leveringssikkerhed.

Tilstrækkelighed:

- Elproduktionskapacitet
- Transmissionskapacitet
- Distributionskapacitet

Tilgængelighed (fejlsandsynlighed):

- Elproduktion – reservekapacitet, der reducerer sandsynlighed for at fejl giver udfald
- Transmissions og distributionsnet

Dette tager kun hensyn til den samlede indsats indenfor hvert delelement og ikke til forskellige kundetyper. I forbindelse med dette trin kan det tillades, at forbrugere får forskellig forsyningssikkerhed med baggrund i forskelle i at sikre kunderne. Derved opnås en lavere omkostning til sikring af et gennemsnitligt niveau for forsyningssikkerhed.

Trin 2: Etablering af niveau for forsyningssikkerhed baseret på forbrugernes præferencer (omkostninger ved tab)

Da Trin 1 ikke indeholder nogen mekanisme, der tilnærmer forsyningssikkerhed til et optimalt niveau, vil en bedre løsning være et trin, der involverer forbrugernes præferencer eller betalingsvillighed. Dette kan være baseret på opgørelse af gennemsnitlige tab ved afbrydelser eller forsøg på at opgøre betalingsvillighed for forsyningssikkerhed. Der eksisterer f.eks. en lang række opgørelser af forskellige kundegrupperes omkostninger ved konkrete strømafbrydelser. Det niveau for forsyningssikkerhed der hermed sigtes efter er ikke så optimalt bestemt, som hvis der var tale om et komplet marked, men væsentligt bedre end det arbitrært fastsatte fra Trin 1.

Dette trin kan involvere regulering med kompensationsbetalinger baseret på tabt energi eller varighed og/eller justeringer af indtægtsrammer for netvirksomheder. Kompensationen vil dog udelukkende være baseret på et gennemsnit for kunder eller kundegrupper og ikke på præferencer udtrykt af den enkelte kunde via et marked. Dette trin sigter mod at reducere velfærdstabt fra Figur 14. Det kræver ikke at omkostninger ved forsyningssikkerhed kan henføres til enkeltkunder og at dette matches med dennes betalingsvillighed. Således er det fortsat muligt at gennemføre dette trin med forsyningssikkerhed som et rent offentligt gode.

Trin 3: Forsyningssikkerhed varierende mellem forbrugere, i varighed og tidsmæssig placering

Muligheden af differentierede afbrydelighedsprodukter/kontrakter kan også tages i betragtning. Kan der konstrueres markeder for afbrydelse på forskellige tidspunkter eller delvis rationering overfor enkeltkunder. Dette vil involvere mere betydelige tek-

niske installationer samt kundeengagement/automatik. Forudsætningen om ekskluderbarhed er således endnu mere vital i dette trin.

Denne markedsføring vil reducere velfærdstabets yderligere i forhold til Figur 15, hvis der eksisterer betydelige tidsmæssige/varighedsmæssige forskelle i tab ved afbrydelser for den enkelte kunde.

Trin 4: Individuelt niveau for forsyningssikkerhed

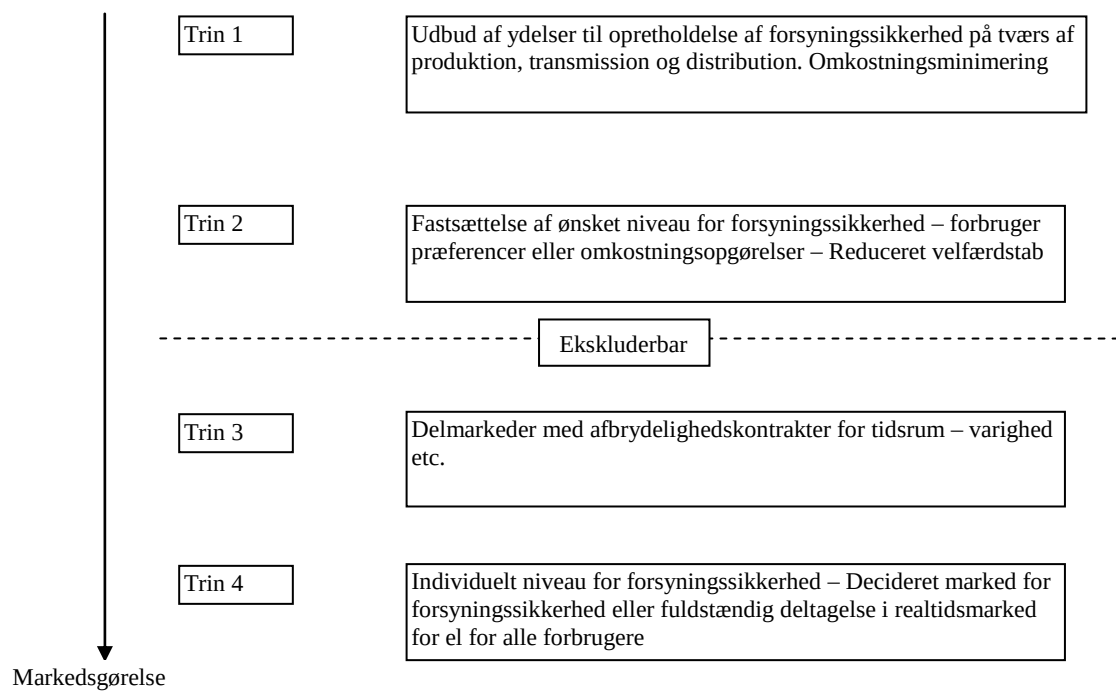
Som redegjort for ovenfor er der en betydelig gevinst ved at inddrage forbrugerne direkte i et marked, hvis der er forskel mellem afbrydelsesomkostninger mellem disse kunder. Et andet argument er, at det er vanskeligt at opgøre (afsløre præferencer/betalingsvillighed) uden at forbrugeren deltager i markedet.

Dette trin involverer kunderne og differentierede tab pr energienhed for forskellige kunder. Denne markedsføring kræver at kunderne involveres i form af at deltage i et kontraktmarked for afbrydelser eller forsikringsaftaler og forudsætter en betydelig grad af individualisering af forsyningssikkerheden. Dette er det der mest ligner et almindeligt marked med et større antal udbydere og efterspørgere af en standardiseret ydelse. For at etablere dette marked, er det nødvendigt, at der ikke længere er tale om et rent offentligt gode. Først skal der være *rivalisering* for overhovedet at berettige at tage en egentlig pris fra forbrugerne. Dernæst skal kunder kunne individuelt (evt i grupper) afbrydes – *ekskluderbarhed*. Dette betyder at vi bevæger os mod punkt C i Figur 24.

For at kunne ekskludere enkeltkunder er det nødvendigt at have realtidsmålere med afbrudskommunikation/automatik hos de enkelte kunder. Dette trin involverer endvidere den noget vanskeligere identifikation af den ansvarlige ved de enkelte afbrydelser.

Det er en mulighed, at den pris forbrugeren betaler på det almindelige elmarked indeholder det valgte niveau for forsyningssikkerhed. Således vil forskelle i omkostninger ved at levere forsyningssikkerhed til forskellige tidspunkter afspejles sig i prisen for elleverancen. Der er således ikke nødvendigvis tale om et separat marked for forsyningssikkerhed.

Trin 4 har til hensigt at reducere/eliminere velfærdstabets, der er relateret til forskellige omkostninger ved afbrydelser fra Figur 15.



Figur 26: Forskellige grader af markedsgørelse for forsyningssikkerhed

5 Teknologier til levering af markedsgjort tilstrækkelighed

Dette afsnit giver et overblik over de tekniske muligheder i forbindelse med markeds-gørelse af forsyningssikkerhed. Dette indebærer muligheder hos den individuelle for-bruger, som for eksempel styring af elforbruget, således at det kan ned- eller opregu-leres hvis systemsikkerheden skulle kræve dette. Andre investeringer kan ligge inden-for selve elnettet, idet kabellægning og netstruktur har stor betydning for forsynings-sikkerheden. Mulige investeringer i netinfrastrukturen er dog ikke nærmere omtalt i dette afsnit.

Det er hensigten med dette afsnit både at give et overblik over de generelle mulighe-der for forskellige teknologier til levering af markedsgjort tilstrækkelig, samt at intro-ducere de teknologiforudsætninger, der er anvendt i modelarbejdet for det overordne-de system, beskrevet i kapitel 6. I det følgende lægges især vægt på mulighederne for opregulering, idet det er effektilstrækkeligheden, der er i fokus i modelarbejdet. Ned-regulering er dog også en væsentlig mulighed, som gør sig gældende for systemsik-kerheden, hvilket beskrives kort i et sammenfattende afsnit. Der tages udgangspunkt i potentialerne i Danmark, og potentialerne i hele Norden er estimeret på baggrund af dette. En nærmere forklaring af estimatet for de andre Nordiske lande end Danmark findes i de enkelte afsnit.

Økonomien som er beskrevet i dette afsnit omfatter kun selve teknologierne og ikke investeringer i det overordnede system, hvilket giver flere begrænsninger. For det første er størrelsen af eventuelle andre investeringer, der er nødvendige for at gøre de beskrevne teknologier tilgængelige, ikke vurderet. Dette kunne for eksempel handle om nødvendige investeringer i et kommunikations- og styringssystem, der er i stand til at styre fleksibelt elforbrug eller sende de signaler, der muliggør styring af dette. For det andet er det ikke vurderet, om der kræves et yderligere incitament i form af for eksempel en rådighedsbetaling for at aktivere de forskellige ressourcer. For det tredje er det svært at opdele investeringer i investeringer, der alene er foreta-get af hensyn til elsystemet, og investeringer der er foretaget af hensyn til andre be-hov. Dette gælder for eksempel varmepumper, der kan udgøre et potentiale for regu-lerkraft i elsystemet, mens det er usandsynligt at investeringen alene foretages af hensyn til dette.

5.1 **Prisfølsomt elforbrug**

Inddragelsen af forbrugssiden vil være en oplagt mulighed for markedsgørelsen af forsyningssikkerhed, og der eksisterer i dag teknologier og muligheder for at implementere fleksibelt elforbrug i almindelige boliger. Disse teknologier sigter mod at styre elforbruget i en bolig, således at forbruget kan planlægges efter f.eks. spotprisen for el, og en af forudsætningerne for implementeringen af fleksibelt elforbrug er derfor timeaflæste elmålere. Indledende undersøgelser har dog vist at de årlige besparelser for den enkelte forbruger ved alene at flytte forbruget fra en time til en anden er begrænsede⁸. Det vil derfor være oplagt at overveje mulighederne for at inddrage boliger i forsyningssikkerheden for at øge værdien af fleksibelt elforbrug. Der er to grundlæggende muligheder for styringen af elforbruget i boliger:

- Frekvensstyrede reserver
- Reserver, der aktiveres på baggrund af et pris- eller styresignal

Den grundlæggende forskel imellem de to muligheder er tidshorisonten for reaktionen. Mens frekvensstyrede reserver aktiveres automatisk på sekundbasis, og dermed kan fungere som primære reserver, vil reserver, der aktiveres på baggrund af et pris- eller styresignal, have en lidt længere tidshorisont (afhængigt af markedsgørelsen) og dermed kunne fungere som sekundære reserver. Reglerne for regulerkraftmarkedet i Danmark i dag fastlægger, at udbudt regulerkraft skal være fuldt tilgængelig indenfor 15 minutter, og indenfor en time på Elbas-markedet. For frekvensstyrede reserver er tidskravene væsentlig kortere, og 50 pct. af den udbudte kapacitet skal således være til rådighed efter 5 sekunder, mens 100 pct. skal være til rådighed efter 30 sekunder.

Desuden adskiller mulighederne for fleksibelt forbrug sig i behovet for kommunikation, hvor den frekvensstyrede reserve kan reagere automatisk på nettets aktuelle frekvens, mens der kræves yderligere kommunikation, for at realisere reserver, der styres på baggrund af et prissignal. Sidstnævnte mulighed har en højere pris, på grund af de mere avancerede styremuligheder, men giver til gengæld også mulighed for at udnytte prissignaler til fleksibelt elforbrug under almindelig drift, og ikke kun under kritiske situationer, som det vil være tilfældet ved den frekvensstyrede reserve.

Mens frekvensstyret forbrug ville kunne erstatte frekvensstyret produktion, og dermed kunne reducere behovet for drift af centrale værker af hensyn til frekvensstyring, vil reserver, der styres af et signal, kunne være med til at reducere kravene til produktionsreserver i almindelighed, idet forbruget i større grad kan følge produktionsapparatets driftstilstand.

Eksempler på anvendelsesområder for fleksibelt elforbrug er elvarme, der kan udkobles i kortere perioder uden at komforten nedsættes for brugeren. I fremtiden kan det tænkes, at teknologier som varmepumper i en større grad indgår i fleksibelt elforbrug. Andre eksempler er forbrug, hvis tidsmæssige placering er af mindre betydning for forbrugeren, hvilket for eksempel kunne gælde vaskemaskiner, tørretumblere og lignende.

⁸ Results from Demand Response demonstration project in households, M. Tøgeby

5.1.1 Potentiale og økonomi

I det følgende opdeles økonomien og potentialet for prisfølsomt elforbrug i kategorier efter forbrugssted (husholdninger, det offentlige og erhverv) samt det konkrete anvendelsesområde (elvarme, varmepumper). Hertil kommer økonomi i nødvendige forudsætninger for kommunikation og afregning, som for eksempel timeafłæste elmålere og intelligent styring. For frekvensstyrede reserver vil der i mange tilfælde være et overlap med potentialet for prisfølsomt elforbrug, men her skelnes der ikke imellem frekvensstyret og prisfølsomt elforbrug. De nødvendige investeringer for at muliggøre frekvensstyret elforbrug kan også afvige fra de nødvendige investeringer til prisfølsomt elforbrug, idet der ikke er forbundet et krav om kommunikation med aktivering af ressourcen.

For potentialerne er der tale om praktiske maksimumsforbrug, dvs. den nævnte effekt er opnåelig, men vil ikke være til rådighed i 100 pct. af tiden.⁹

Potentialet for prisfølsomt elforbrug i erhvervet er undersøgt i Dansk Energianalyse a/s og Norenergi Aps (2005). Da det viser sig, at få energiintensive virksomheder står for en stor andel af potentialet, er der foretaget en opdeling af investeringsomkostningerne. Potentialerne er således fordelt på de 25 største forbrugere (ca. 100 MW) og 10 pct. (ca. 500 MW) af de resterende ca. 420.000 forbrugere, med en markant prisforskel til følge. Denne opdeling er foretaget, idet det skønnes, at det vil være de større forbrugere, hvor langt hovedparten af potentialet forefindes, mens potentialet hos resten ikke er nærmere analyseret her. De 10 pct. svarer derudover ca. til det antal virksomheder, der i dag på grund af deres høje årlige elforbrug allerede har installeret timeafłæste målere.

Det antages investeringen i styringsteknologi hos de 25 store forbrugere ligger på omkring 50.000 kr./installation. Hos det øvrige erhverv antages en anlægsmkostning på 25.000 kr./anlæg for den intelligente styring. Omkostningerne for intelligent styring hos virksomheder ligger højere pr. installation end for husholdninger pga. af øgede krav til styringen. Til gengæld er potentialet større, og dermed prisen pr. MW lavere.

Potentialet i husholdninger er delt op i to kategorier, der viser henholdsvis det nutidige potentiale i husholdninger med elvarme (ca. 190 MW) og et muligt fremtidigt potentiale i husholdninger med varmepumper (ca. 175 MW). Potentialet for husholdninger, der ikke anvender el til varme ligger forholdsvis lavt omkring 100 MW. Hvis dette potentiale fordeles over ca. 3 mio. elforbrugere, bliver omkostningerne til at aktivere potentialet urealistisk høj, hvilket skyldes den nødvendige investering i styringsteknologi og timeafłæste elmålere, der er uafhængig af potentialet for fleksibelt elforbrug hos den enkelte forbruger. Hvis investeringer i styringsteknologi og timeafłæste målere sker af andre grunde hos disse forbrugere, vil potentialet sandsynligvis være relevant alligevel. Der gælder følgende antagelser for beregningen af omkostninger for at tilgængeliggøre prisfølsomt elforbrug i husholdninger:

⁹ Modelmæssigt håndteres dette ved at skalere den til rådighed værende effekt med forbrugsprofilen.

- Investering består i: Intelligent styring: 2000 kr/installation. Timeaflest elmåler: 1500 kr/installation¹⁰.
- 125.000 af de 3 mio. forbrugere har installeret elvarme.
- 100.000 af de i alt ca. 3 mio. forbrugere har installeret en varmepumpe med en varmeeffekt på 7,5 kW og en COP på 3,5. Ved maksimalt elforbrug antages 80 % af varmepumperne at være i drift.

De nævnte antagelser er forbundet med en del usikkerhed, både mht. potentiale og investering. Potentialet for prisdælsomt elforbrug og elvarme i husholdninger er vurderet i *Det Energipolitiske Udvalg EPU alm. del - Bilag 59* (2006), og 100.000 varmepumper er valgt ud fra den politiske målsætning formuleret regeringens udspil "*En visionær dansk energipolitik*" fra 2007. Mht. til investeringen er de i dag tilgængelige styringsteknologier for elforbrug i husholdninger (fx Electronic Housekeeper), dyrere end 2000 DKK/installation. Det vurderes dog, at ikke hele investeringen kan tilskrives det fleksible elforbrug, idet der indgår en del andre funktioner, som fx almindelig internetadgang og andre multimediefunktioner, i teknologierne.

Potentialet i Norden

For at vurdere potentialet for prisdælsomt elforbrug i husholdningerne i Norden, er der taget udgangspunkt i elforbrugets afhængighed af temperaturen, som fremgår af tabel 6. Da en stor del af potentialet for prisdælsomt elforbrug i de andre nordiske lande udgøres af elforbrug til varmeformål, anses denne faktor som en rimelig baggrund for estimatet. Det vurderes, at 50 pct. af det temperaturafhængige forbrug ved 0 grader vil være tilgængeligt som prisdælsomt elforbrug i husholdningerne.

	Temperaturafhængigt elforbrug	Temperatur afhængigt elforbrug ved 0 °C
Denmark	22 MW/°C	374 MW
Norway	220 MW/°C	3740 MW
Sweden	269 MW/°C	4573 MW
Finland	86 MW/°C	1462 MW

Tabel 6: Elforsbrugets afhængighed af udetemperaturen (Coincident factors in Nordic electricity demand, Elkraft System, 2004).

Potentialet for prisdælsomt elforbrug i erhvervet i de andre Nordiske lande er skønnet ved at trække estimaterne for husholdningernes potentiale (beskrevet forinden) fra Nordels¹¹ estimat for det samlede potentiale for prisdælsomt elforbrug. Ca. tre fjerdedele er tildelt fleksibelt forbrug hos store forbrugere (som her ikke nødvendigvis er

¹⁰ Skønnet med udgangspunkt i "*Det Energipolitiske Udvalg EPU alm. del - Bilag 59*", 2006. Allerede i dag har ca. 500.000 forbrugere en fjernaflæst elmåler (Nyhedsbladet Dansk Energi (2009): "De fjernaflæste målere tikker ind i hjemmene". Nr. 6, april 2009).

¹¹ Activating Price Elastic Demand at High Prices - Appendix 1, Nordel, 2004

25), fordi andelen af energitilgængelighed i industri er langt større i de andre Nordiske lande end Danmark.

For det prisfølsomme elforbrug i husholdninger udenfor Danmark skelnes der ikke imellem forskellige kategorier, da datagrundlaget ikke tillader dette. Det vurderes derudover, at størstedelen af det prisfølsomme forbrug i de andre Nordiske lande stammer fra elvarme, og potentialerne er derfor angivet i denne kategori, og tildelt samme omkostning, som for husholdninger med elvarme i Danmark. Dette er dog ikke et udtryk for at det alene er husholdninger med elvarme, hvor der findes et potentiale for prisfølsomt elforbrug i de andre Nordiske lande.

De nævnte forudsætninger, som også benyttes i modelarbejdet, er sammenfattet i tabel 7. Det skal understreges at der er usikkerhed omkring både omkostninger og potentialer, men det samlede potentialerne i de andre Nordiske lande end Danmark følger Nordels *pessimistiske* vurdering, hvorfor potentialerne ikke antages at være overvurderet. Danmark er det eneste land, hvor potentialerne overstiger Nordels vurdering pga. større nøjagtighed i de tilgængelige data. Endvidere er der tale om potentialer i dag, bortset fra potentialet for varmepumper i Danmark. Frem mod 2025 kan potentialet ændre sig, men det er ikke sikkert om potentialet vil stige eller falde. På den ene side kan energieffektivisering og introduktion af varmepumper i stedet for elvarme reducere potentialet, mens øget kendskab til anvendelsen af prisfølsomt elforbrug kan udvide potentialet til områder, der i dag ikke anses for anvendelige.

Teknologi	Danmark (MW)	Norge (MW)	Sverige (MW)	Finland (MW)	Norden i alt (MW)	Investering kr/MW
Husholdninger m fleksibelt forbrug og elvarme	190	1900	2300	700	5090	2.300.000
Husholdninger m. prisfleksibelt forbrug og varmepumper	175					2.000.000
Fleksibelt forbrug erhverv 25 store forbrugere	150	2300*	1300*	1350*	5100*	8.000
Fleksibelt forbrug erhverv i øvrigt	500	800	400	450	2150	2.100.000
I alt	1015	5000	4000	2500	12.515	
Nordels estimat	500	5000	4000	2500	12.000	

Tabel 7: Potentiale og økonomi for fleksibelt elforbrug i Norden. * Ikke nødvendigvis 25 forbrugere.

5.2 **Elbiler**

En meget diskuteret mulighed for prisfølsomt forbrug er en massiv indpasning af elbiler i transportsektoren. Potentialet for fleksibelt elforbrug forbundet med dette, er meget usikkert, grundet den store usikkerhed omkring antallet af elbiler og faktorer som samtidighed på opladning. En oplagt mulighed er fleksibel afbrydning af opladningen af elbiler. For at elbiler kan gavne elsystemet er det derfor helt afgørende at opladningen kan blive styret i en vis grad, således at opladning af mange elbiler på samme tid ikke skaber nye kapacitetsproblemer.

Udover afbrydning (opregulering i elsystemet) eller start (nedregulering i elsystemet) af opladningen kan det tænkes at elbilernes batterier anvendes som decideret ellager i elnettet. Dette indebærer dog yderligere investeringer i vekselrettere og er ikke vurderet i denne rapport.

5.2.1 **Potentiale og økonomi**

Energibehovet for én elbil skønnes at ligge omkring 3.500 kWh/år¹², og der antages her et scenarie med 500.000 elbiler¹³. Hvis opladningen fordeles jævnt over året, og opladningseffekten kan afbrydes, betyder det et potentiale på ca. 200 MW. Hvis opladningen fordeles over en kortere periode, vil dette dog resultere i en højere effekt. De 200 MW er således lavt sat, og i praksis vil potentialet sandsynligvis blive højere, men til gengæld ikke være til rådighed 100 pct. af tiden. Energinet.dk skønner således i systemplan 2007 en samlet ladeeffekt på 2.500 MW i 2025, hvis en tredjedel af Danmarks bilpark under 2 tons udgøres af elbiler.

Derudover har Energinet.dk oplyst, at ladeprofilen, som ligger til baggrund for analyserne i rapporten ”Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark”, har et maksimum på ca. 1.500 MW, hvis der antages en intelligent opladningsmekanisme, der oplader elbilerne i timerne med de laveste elpriser. Denne effekt forudsætter dog, at samtlige elbilers opladning sker på samme tid.

Ved vurderingen af potentialet er det vigtigt at se dette i forhold til de aktuelle modelberegninger. I modelberegningerne for det overordnede system i dette projekt er det effekttilstrækkeligheden, der er i fokus. Effekttilstrækkeligheden vil typisk være presset i situationer med et højt elforbrug, og en presset situation kunne vha. elbiler afhjælpes ved, at elbilernes opladning afbrydes. Hvis der forudsættes en intelligent styring af elbilerne, er det usandsynligt, at der vil være en særlig høj opladningseffekt til rådighed for mulig afbrydelse i disse situationer, hvor der i forvejen er et højt elforbrug. I dette projekt opereres der derfor med et afbrydeligt potentiale på 200 MW.

Investeringen i styringsteknologi per elbil vurderes at være mindre end for boliger, og sættes derfor til 1.000 DKK/elbil. Der er her alene tale om en ekstra investering, for at

¹² I (Energinet.dk, 2009) vurderes det at 600.000 til 900.000 elbiler vil have et samlet energibehov på 2,6 TWh, svarende til 3.467 kWh pr bil. I (Nordic Energy Perspectives, 2009) vurderes det årlige energibehov for el- og plug-in hybridbiler at ligge imellem 2.380 og 4.340 kWh.

¹³ I dag er den samlede bilpark af personbiler på ca. 2 mio. biler (Danmark i Tal 2008, Danmarks Statistik).

gøre ressourcen tilgængeligt som fleksibelt elforbrug, og andre nødvendige investeringer for at introducere et stort antal elbiler er således ikke medregnet.

Potentialet for Danmark er skaleret til de andre Nordiske lande vha. indbyggertallet.

Teknologi	Danmark (MW)	Norge (MW)	Sverige (MW)	Finland (MW)	Norden i alt (MW)	Investering kr/MW
Elbiler	200	170	330	190	890	2.500.000

Tabel 8: Potentiale og økonomi for elbilers bidrag til markedsgjort systemtilstrækkelighed i Norden.

5.3 Nødstrømsanlæg

Flere virksomheder og offentlige institutioner har i dag installeret nødstrømsanlæg for at sikre elforsyningen til vigtige anlæg mod udfald på det kollektive elnet. Ved at benytte disse anlæg til elproduktion til det kollektive elnet kan deres kapacitet udnyttes i situationer, hvor der er brug for ekstra effekt på elnettet. Der er her tale om korte tidsintervaller, indtil andre reserver i elnettet kan overtage driften.

Der er tidligere gennemført pilotforsøg, der sigtede mod at aktivere eksisterende nødstrømsanlæg hos institutioner og større virksomheder til regulerkraftmarkedet. Anlæggene modtog en reservationsbetaling og havde mulighed for at indmelde varierende kapaciteter i regulerkraftmarkedet. 17 MW fordelt på 30 virksomheder blev anvendt som regulerkraft. Der er tale om eksisterende anlæg, som efter en opdatering af styring og sikkerhedsudstyr kan anvendes som regulerkraft (Birch & Krogboe (2004), Dansk Energi Analyse (2004)). Der kan også være tale om etablering af nye nødstrømsanlæg, som fra starten opføres, både mht. at benytte anlægget som decideret nødstrømsanlæg og som regulerkraftværk i elmarkedet. Eksempelvis har Energi Fyn Produktion A/S etableret et regulerkraftværk ved Odense Universitetshospital, der kan levere nødstrømsforsyning til hospitalet og fungere som regulerkraftværk på elnettet.

5.3.1 Potentiale og økonomi

Det vurderes at der i Danmark er et potentiale på ca. 400 MW nødstrømsanlæg, der kunne anvendes som regulerkraft. En opgørelse fra 2008 skønner, at der alene i det offentlige er 103 MW nødstrøm (Hay et al., 2008). Nødstrømsanlæg er typisk dieselmotorer med en miljøgodkendelse af drift i op til 100 timer per år. Det antages at behovet for nødstrøm er uafhængigt af forsyningssikkerheden og udviklingen i elnettet, så længe forsyningssikkerheden i fremtiden ikke påvirkes i en sådan grad, at den svækkes markant. Alligevel er det muligt at eventuelle reservationsbetalinger til en hvis grad påvirker økonomien i nødstrømsanlæg og dermed tærsklen for hvornår virksomheder mv. investerer i nødstrømsanlæg.

I de tidligere udførte forsøg blev der indgået kontrakter på baggrund af en fast årlig betaling på 200.000 kr. i en periode på tre år. På denne baggrund skønnes investeringsomkostningerne til at ligge på 300.000 kr, og de fast drifts-omkostninger på 100.000 kr. år.

Potentialet for Danmark er skaleret til de andre Nordiske lande vha. indbyggertallet.

I tabel 9 er der udover potentialet for eksisterende nødstrømsanlæg også angivet omkostninger for nye nødstrømsanlæg. Sidstnævnte kunne tænkes at blive etableret som nødstrømsanlæg, der samtidig fungerer som regulerkraftværker, men kan også etableres som rene regulerkraftværker i elnettet. Teknologien vil dog være meget lignende, og typisk være baseret på dieselgeneratorer, der har en relativ høj driftsomkostning, men til gengæld en relativ lav investeringsomkostning, hvilket er en fordel ved korte driftstider.

Teknologi	Danmark (MW)	Norge (MW)	Sverige (MW)	Finland (MW)	Norden i alt (MW)	Investering kr/MW
Eksisterende nødstrømsanlæg	400	300	700	400	1800	300.000
Nye nødstrømsanlæg						2.000.000

Tabel 9: Potentiale og økonomi for nødstrømsanlægs bidrag til markedsgjort systemtilstrækkelighed i Norden.

5.4 *Decentrale kraftvarmeværker*

5.4.1 Køletårne

På decentrale kraftvarmeanlæg er elproduktionskapaciteten begrænset af det aktuelle varmekonsum og størrelsen på varmelageret. Ved at bygge køletårne (for anlæg der ikke har adgang til køling via flod- eller havvand), vil det blive muligt at udnytte decentrale kraftvarmeanlæg til elproduktion, selvom varmebehovet det pågældende tidspunkt ikke er tilstrækkeligt til at køle anlægget. En del af varmen vil i praksis kunne ”køles” væk ved at undlade at udnytte varmen i røggassen, hvilket dog kræver investeringer i skorsten og røggasanlæg, som skal kunne modstå en højere temperatur. Selve køletårnet behøver derfor ikke at være dimensioneret til hele kraftvarmeværkets maksimale varmeeffekt.

Køletårne udgør en generel mulighed for at øge elnettets fleksibilitet, og kan afhængig af driftssituationen bidrage til effekttilstrækkeligheden. En øget drift uden kraftvarmeproduktion vil dog også påvirke kraftværkernes virkningsgrad på årsbasis. Ved relativt korte driftstider uden samtidig varmeproduktion vil denne effekt dog være begrænset. For virkningsgraden i det samlede energisystem vil det være af betydning hvilke kraftværker alternativt kunne levere opreguleringen, og dette vil med høj sandsynlighed være spidslastværker uden samtidig varmeproduktion.

Derfor er muligheden præsenteret i dette afsnit, men muligheden er ikke implementeret i modelberegningerne.

5.4.2 Potentiale og økonomi

Den nuværende kapacitet på decentrale kraftværker i Danmark er ca. 1500 MW, hvoraf ca. 750 MW er anlæg med en eleffekt på over 10 MW. Det vurderes at disse anlæg kan suppleres med køletårne, og der vil derfor være en opreguleringseffekt på 750 MW til rådighed i perioder med et lavt elforbrug. Det er her antaget at disse perioder er nogenlunde sammenfaldne med et lavt varmekonsum og de decentrale anlæg kører derfor ikke i forvejen. Dette potentiale tager ikke hensyn til erhvervsværker, der har en samlet kapacitet på ca. 500 MW, hvoraf ca. halvdelen er over 10 MW. Driftsomkostningerne afhænger af det anvendte brændsel på de enkelte anlæg.

Investeringsomkostningerne er usikre, idet det ikke er almen praksis at benytte køletårne til mindre kraftvarmeanlæg i Danmark. I (EcoGrid) er investeringen i køletårne for decentrale kraftvarmeanlæg estimeret til ca. 0,5 -1,2 mio. kr. pr MW kølet varmeeffekt. Priserne er dog behæftet med stor usikkerhed, da køletårne almindeligvis dimensioneres til større kraftværker (>100 MW el). For decentrale kraftvarmeanlæg kan det være interessant at investere i tørkølere i stedet for, hvis driftstiden for kølerne er relativ korte, da investeringen er lavere, mens driftsomkostningerne typisk er højere. Energiforbruget til tørkølere estimeres til 20 kW pr MW kølet varmeeffekt (European Commission, 2001).. Investeringen i tørkøleanlæg er angivet på baggrund af oplysninger fra Dansk Gasteknisk Center, som opgør investeringsomkostningen i selve tørkøleren til ca. 75.000 kr. for et anlæg med en køleeffekt på 2 MW (Dansk Gasteknisk Center, 2009). Hertil kommer installation, rørføring og omkostninger til røggasbypass, hvorfor de samlede omkostninger vurderes at ligge omkring 175.000 kr., svarende til 87.500 kr./MW bortkølet varme. Drift og vedligeholdelsesomkostninger vurderes at ligge omkring 5 pct. af installationsprisen.

Teknologi	Danmark (MW)	Investering kr/MWbortkølet varme
Køletårne på decentrale kraftvarmeanlæg	750	87.500

Tabel 10: Potentiale og økonomi for anvendelsen af køletårne på decentrale kraftvarmeanlæg i Danmark.

5.4.3 Varmelagre

Større varmelagre på decentrale kraftvarmeanlæg kan kortvarigt frigøre bunden elproduktion, idet der kan produceres mere el ved samme varmebehov. I dette henseende har større varmelagre derfor samme effekt som køletårne, der er beskrevet foroven. Over tid er varmelagre dog begrænset af kapaciteten i varmelagret, og udnyttelsen af en ekstra kapacitet i et tidsrum afskærer derfor muligheden for at udnytte denne fleksibilitet i et efterfølgende tidsrum. Bidraget til systemtilstrækkeligheden er derfor begrænset i en større grad end for køletårne.

På grund af modelbegrænsninger mht. kronologi, er varmelagre ikke medtaget i modelberegningerne.

5.4.4 Potentiale og økonomi

Potentialet for øget lagerkapacitet er ikke opgjort i forbindelse med dette projekt. Allerede i dag er der installeret varmelagre i både decentrale og centrale fjernvarmeområder, men der kan være et potentiale for at øge denne lagerkapacitet.

Der er en betydelig skalafordel ved varmetanke, der betyder, at prisen pr. m² er lavere for større tanke. En varmetank på 4000 m³ koster ca. 650 kr/m³, og har ved en temperaturgradient på 45 °C en varmekapacitet på ca. 210 MWh¹⁴. Økonomien kan illustreres ved at beregne omkostningen ved for eksempel at antage 100 opladninger/afladning pr. år. Ved en levetid på 20 år og en rente på 6 pct. giver dette en omkostning på ca. 11 kr./MWh pr. op-/afladning.

Teknologi	Danmark (MW)	Investering
Varmelagre på decentrale kraftvarmeanlæg	Ikke opgjort	650 kr/m ³ 12.500 kr/ MWh _{kapacitet}

Tabel 11: Økonomi for anvendelsen af varmelagre på decentrale kraftvarmeanlæg i Danmark.

5.5 Muligheder for nedregulering

Nedregulering i elsystemet er ligesom opreguleringsmuligheder en væsentlig parameter for opretholdelsen af forsyningssikkerhed, idet nedregulering bidrager til opretholdelsen af effektbalancen i elsystemet. Nedreguleringspotentialerne har dog ingen effekt på systemtilstrækkeligheden, og er derfor ikke medtaget i modelarbejdet, som fokuserer på dette. I stedet bidrager nedreguleringsmuligheder til et fleksibelt elsystem, der er i stand til at reagere på fluktuerende produktion fra for eksempel vindmøller.

I dette afsnit gives en kort oversigt over muligheder for nedregulering, der adskiller sig fra konventionel nedregulering på kraftværker.

Damp turbine-bypass

Ligesom et lavt varmebehov kan forhindre kraftværker i elproduktion, kan et stort varmebehov være en begrænsende faktor for om kraftværker kan stoppe elproduktionen. Damp turbine-bypass en mulighed for at stoppe eller nedregulere elproduktionen kortvarigt, samtidig med at der er et varmebehov. Dampen på damp turbineværker bliver herved ledt uden om turbinen og brugt til fjernvarme. Fordelen er, at dampkedlen kan holdes varm, hvilket sparer omkostninger (vedligehold og effektivitet) i forhold til start/stop. Der kan være tale om enten fuldskala damp turbine-bypass, hvor værket kan skifte fra produktion i modtrykspunktet (se figur 4) til ren varmeproduktion, eller delvis bypass, hvor dampen for eksempel ledes uden om højtryksturbinen, og elproduktionen bliver derfor reduceret uden dog at stoppe helt. Fordelen ved at an-

¹⁴ Notat om Varmelagre, udarbejdet af Risø DTU i forbindelse med EFP projektet ”Effektiv fjernvarme i fremtiden”.

vende dampturbinebypass er, at brændselsforbruget kan reduceres (ved at reducere kedellasten), samtidig med at elproduktion undgås, når der ikke er brug for den.

Varmelagre

Foroven er varmelagre beskrevet som en mulighed for opregulering i elsystemet. Afhængig af driftssituationen i varmesystemet og på kraftværket, kan varmelagre dog også øge mulighederne for nedregulering, idet varmelagrene kan dække varmebehovet i en periode, hvor kraftværket til gengæld kan sænke el- og varmeproduktionen.

Prisfølsomt elforbrug

Prisfølsomt elforbrug er foroven beskrevet som en mulighed for at reducere forbruget, hvilket svarer til en opregulering i elsystemet. Det er dog også muligt at øge forbruget, ved for eksempel at planlægge bestemte forbrug til at foregå i perioder, hvor der er brug for nedregulering i elsystemet. Der kunne igen være tale om forbrug til varmemål, men også andre forbrug som vaskemaskiner, tørretumbler og lignende kunne tænkes at bidrage med nedregulering.

5.6 **Oversigt over potentialer og økonomi**

Nedenstående tabel viser en oversigt over de forskellige teknologier og potentialer der er præsenteret foroven og som er repræsenteret i modelberegningerne.

Teknologi	Danmark (MW)	Norge (MW)	Sverige (MW)	Finland (MW)	Norden i alt (MW)	Investering kr/MW
Husholdninger m. fleksibelt forbrug og elvarme	190	1900	2300	700	5090	2.300.000
Husholdninger m. prisfleksibelt forbrug og varmepumper	175					2.000.000
Fleksibelt forbrug erhverv 25 store forbrugere	150	2300	1300	1350	5100	8.000
Fleksibelt forbrug erhverv i øvrigt	500	800	400	450	2150	2.100.000
Elbiler	200	170	330	190	890	2.500.000
Nødstrømsanlæg	400	300,00	700,00	400,00	1800	300.000*
Gasturbine-anlæg						3.195.000

Tabel 12: Oversigt over potentialerne og investeringspriser i 2008-priser anvendt i modelberegningerne. * For nødstrømsanlæg påregnes der yderligere en fast drift- og

vedligeholdelsesomkostning på 100.000 kr. pr. år. ** Data for et industrielt single cycle anlæg i størrelsesorden 40-125 MW med en elvirkningsgrad på ca. 33,5 % (Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants, Danish Energy Authority, Elkraft System and Eltra, 2005)

Selvom der er mange forskellige muligheder for at markedsføre forsyningssikkerhed, er det ikke alene et spørgsmål om at vælge den billigste teknologi. I praksis vil det være vigtigt at sprede leveringen af forsyningssikkerheden på forskellige teknologier, hvis leverancen skal kunne sikres til enhver tid. Dette er en vigtig pointe i forhold til konventionel levering af forsyningssikkerhed, idet de forskellige muligheds potentiale afhænger af den aktuelle driftssituation i elnettet, og er mindre forudsigeligt end produktion på et spidslastværk.

Gennemgangen af de forskellige muligheder har derudover vist, at der er stor spredning på omkostningerne for at tilgængeliggøre de forskellige potentialer. Tabel 12 viser, at omkostningerne varierer fra 8.000 kr./MW for fleksibelt elforbrug for store erhvervsvirksomheder til 2.5 mio. kr./MW for elbiler. Den dyreste teknologi viser sig at være prisfølsomt elforbrug i husholdninger, der ikke har et elforbrug til varme, hvor omkostningerne løber op til ca. 100 mio. kr./MW, som derfor ikke er medtaget i modelberegningerne. De afgørende faktorer for de viste omkostninger er potentialet pr. installation, idet investeringerne i den nødvendige installation er antaget at være uafhængigt af potentialet hos den enkelte forbruger. For erhvervet er der dog taget hensyn til højere omkostninger pr. installation.

De viste omkostninger kan sammenholdes med omkostningerne til at etablere et konventionelt spidslastkraftværk, som også er vist i tabel 12. Her er det dog vigtigt at påpege de forskellige tidshorisonter, som gør sig gældende for levering af forsyningssikkerhed. Et konventionelt spidslastkraftværk vil kunne agere på regulerkraftmarkedet, men vil ikke kunne levere frekvensstyrede reserver, med mindre værket kører som rullende reserve, hvilket medfører yderligere driftsomkostninger. Her har nogle af de viste alternative muligheder en fordel, idet de kan være med til at reducere kravet til rullende reserver, og reducere omkostningerne forbundet hermed.

I praksis vil omkostningerne til de viste muligheder heller ikke kun skulle konkurrere mod omkostningerne ved nyinvestering i spidslastkraftværker, men mod de faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger på eksisterende spidslastkraftværker. Dette skyldes at det afgørende spørgsmål rent økonomisk ofte vil være, om det kan betale sig at erstatte eksisterende spidslastkraftværker eller andre kraftværker, der benyttes som regulerkraft eller rullende reserve med nye alternative teknologier.

6 Modelberegninger, systemtilstrækkelighed i det overordnede elsystem

I dette kapitel beskrives en modellering af det Nordiske og Tyske elsystem som demonstration af værdien af en velfungerende markedsgørelse af effektilstrækkelighed. Modelanalysen belyser delvist en markedsgørelse af forsyningssikkerheden i det overordnede system, på transmissionsniveau. Modelanalyse af forsyningssikkerhed på lokalt niveau følger i næste kapitel.

Der opstilles to systemer der benævnes henholdsvis 'Reference' og 'Markedsgjort'. Herigennem vurderes ved sammenligning værdien af et vellykket markedsgørelse af effektilstrækkeligheden. Systemerne opstilles i Balmorel modellen som to alternativer for investering, elproduktion og drift af det Nordiske elsystem i 2020. Hertil kommer en "mellem station" der benævnes 'Uden kapacitetskrav'.

I alle scenarierne er det en hovedforudsætning at effektilstrækkeligheden sikres under de givne rammebetingelser. Der altid er en tilstrækkelig produktionskapacitet og transmissionskapacitet, til at forsyne alle forbrugere der efterspørger strøm og dermed er der altid et markedskryds på engrosmarkedet.

- I referencen defineres niveauet for tilstrækkelighed af systemansvaret som igennem centralt fastsatte incitamenter sikrer at en tilstrækkelighedsmålsætning opretholdes.
- I 'Uden kapacitetskrav' og det markedsgjorte system er der ingen direkte tilstrækkelighedsmålsætning, men et velfungerende marked sikrer at der altid kan strøm til de som vil betale prisen.

Den økonomiske forskel belyses ved at sammenligne nytteværdien fratrullet systemomkostningerne fra et samfundsøkonomisk udgangspunkt.

6.1 *Metodisk tilgang*

De fysiske virkemidler til sikring af effektilstrækkelighed er

- at investere i teknologi
- at holde kapacitet i live

Dette omfatter konventionelle systemkomponenter som produktionsteknologi og eltransmissionsforbindelser men også systemintelligens som fx gør det muligt at aktivere resurser på forbrugssiden.

Dette stiller følgende overordnede krav til metodetilgangen:

- Der skal kunne ses på investeringer og dermed må problemstillingen betragtes i et langsigtet perspektiv.
- Der skal kunne udføres komparativ analyse af forskellige virkemidler i teknisk og økonomisk baseret på en markedsorienteret konkurrencelogik.
- Økonomien i de relevante investeringer er bundet op på andet deres værdi i en tilstrækkelighedssammenhæng. Derfor må denne andel af de tekniske omkostninger enten isoleres, eller den øvrige økonomiske fordel internaliseres i modellen.

Scenariokonstruktionen omfatter både normale og ekstreme hændelser. For at markedsaktører kan foretage de investeringer der sikrer effektilstrækkeligheden, er det en forudsætning at de er i stand til at vægte investeringernes evne til at skabe et afkast under både normal forhold og ekstreme eller kritiske forhold. Normale og ekstreme forhold vil skulle vægtes i kontekst af forventet frekvens over investerings levetid, så derfor må prisen for at dække ekstremhændelser forventes at være relativt højere hvis der skal skabes et markedsincitament.

Der nedlægges over scenarierne en simpel markedsbetragtning hvori der er perfekt forståelse af hvor ofte kritiske hændelser forekommer. Endvidere ses der udelukkende på statiske, og altså ikke dynamiske forløb som fx kaskade effekter i forbindelse med udfald af værker eller andre systemkomponenter. Hermed er det uvedkommende for modellen om tilstrækkeligheden sikres ved hjælp af spotmarkedet, regulerkraftmarkedet eller ved aktivering af reserver.

6.2 Tilstrækkelighedskrav i referencen

I Reference scenariet er indarbejdet et eksplicit krav til effektilstrækkeligheden. Kravet formuleres ved at der i ethvert land skal være installeret elkapacitet der som minimum svarer til:

Forbrugsspidsen $\leq (5\% \text{ af installeret vindkraft} + (1-(6,5\%*70\%))* \text{ installeret øvrig kraft})*0.9$

De enkelte elementer i denne målsætning forklares i følgende:

- 5% antages at være systemansvarets beregningsmæssige kapacitetsværdi af vindkraft.
- 6,5% udtrykker kravet til reserver.
- For Danmark er det antaget at 70% af reserverne skal forefindes indenlands, imens 30% kunne importeres fra nabolandene.
- Der tages udgangspunkt i at kun 90% af kapacitet vil være til rådighed på et givet tidspunkt.

Da Danmark har relativt stærke forbindelser ud af landet (ca. 64% af spidsforbruget) vil der sandsynligvis i praksis være mulighed for større andel af importerede reserver end i andre lande. Tabel 13 herunder viser de anvendte krav til indenlandsk andel af reserver i Norden. I Tyskland regnes der med at 100% af reserverne skal leveres indenlandsk.

	Danmark	Norge	Sverige	Finland
Krav til andel af indenlandsk kapacitet	70%	92%	85%	88%

Tabel 13: Krav til intern andel af reserver

Denne modellering tager udgangspunkt i gennemgangen af Nordel og UCTE regler, og er derfra tilpasset modellens formkrav. Yderligere detaljer systemtilstrækkelighed i Nordel og UTCE systemer er beskrevet i afsnit 2.4. En mere detaljerede beregninger til modelanvendelse forefindes i appendiks afsnit 14.5.

6.3 Opstilling af tilstrækkelighedsscenarioer

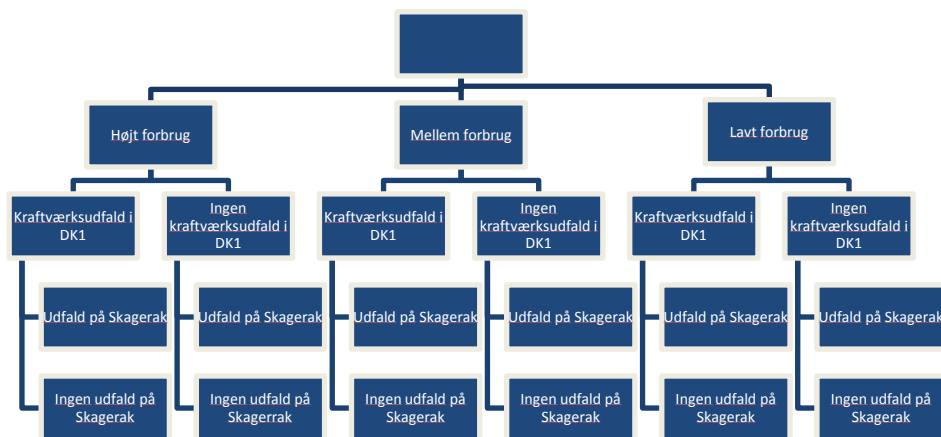
Tilstrækkelighedsscenarioerne er opbygget med fokus på de kritiske hændelser der kan påvirke tilstrækkeligheden i forskellige situationer.

- Forbruget (kold periode)
- Udfald af en kraftværksblok
- Udfald/rådighed af en eltransmissionsforbindelse
- Vindkraft

Herudover indgår to væsentlige parametre til internalisering af den øvrige driftsøkonomi af investeringerne.

- Mængden af vandkraft i det Nordiske system
- Behovet for varmeproduktion til fjernvarmenet

Der er lagt stor fokus på at lave en scenariekonstruktion hvor der opnås en god repræsentation af både fordelingen af de individuelle hændelser (udfald, forbrugsspidser mv.) og sandsynlighederne for at disse er samtidige. Tilstrækkelighedsscenarioerne har til sigte at udspejle så stor variation af udfaldsrummet for kritiske som muligt, samtidigt med at gennemsnitsdriften er afspejlet så præcist som muligt.



Figur 27: Illustration af sammensætningen af scenarioerne

I Figur 27 eksemplificeres hvorledes forskellige variationer kan være sammenfaldende. Hver tilstand i hvert lag er tillagt en sandsynlighed og multipliceres sandsynlighederne fra roden af træet til bladende fås sandsynligheden for en samlet systemtilstand (e.g. højt forbrug samtidigt med ingen kraftværksudfald, samtidigt med udfald på Skagerrak). Antallet af mulige tilstande vokser kombinatorisk med antallet af niveauer i træet, hvilket gør det umuligt at repræsentere det fulde sandsynlighedsrum i en enkelt model.

Reduktion af scenariekompleksitet

Der er anvendt følgende tilgang til at reducere kompleksiteten, uden at miste repræsentation af de kritiske hændelser:

- En algoritme gennemløber iterativt træet fra rod til blad og vælger ved hver forgrening vælges tilfældigt blandt de mulige udfald.
- Dog tillægges den begrænsning at hver mulighed vælges lige mange gange.
- Hvis den endelige tilstand er tilstrækkelig usandsynlig fravælges tilstanden (1 hændelse per 10.000 år).
- Dermed opnås en afbalanceret beskæring af træet til 20.000 blade (systemtilstande).

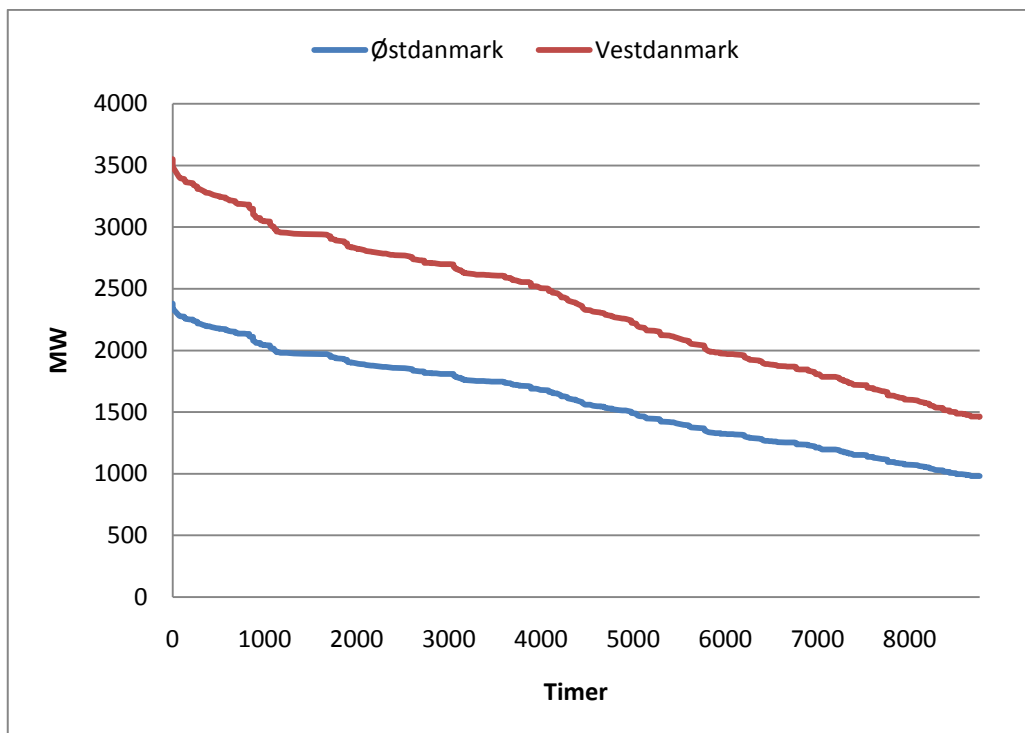
De udvalgte blade beskriver ikke den fulde sandsynlighedsmasse da træet er beskåret og det er ikke tilfredsstillende at skalere denne under antagelse om at deres relative sandsynlighed er repræsentativ. Derfor er der efterfølgende benyttet et optimeringsproblem til at fastsætte sandsynlighederne for hver tilstand, således at der er mindst mulig afvigelse på sandsynlighedsfordelingen af de enkelte hændelser i forhold til den oprindelige sandsynlighedsmasse. Hermed opnås et system af tilstande, men årligt normeret varighed, svarende til deres relative hyppighed hvilket menes at give en fornuftig repræsentation og vægtning af både normale og mere eksotiske hændelser.

I følgende sektioner gives en oversigtlig beskrivelse af tilgangen til de forskellige delaspekter i scenarierne. En stor del af det arbejde der er indgået i projektet i forhold til modellering af tilstrækkelighed i det overordnede system, har netop været denne opbygning. En omfattende gennemgang af elementerne findes i appendiks.

6.3.1 Forbrugsprofiler

Der er dannet forbrugsprofiler for de nordiske lande som tager højde for frekvens og korrelation af ekstremhændelser. Forbrugsprofiler er dannet på baggrund af historiske temperaturmålinger for Norden i årene 1961-2004 og er givet for Danmark, Norge, Sverige og Finland. Ved brug af en Fourierrække er forbruget fundet på timebasis. Herfra er forbrugshændelserne diskretiseret således at kun få hændelser anvendes til at beskrive den samlede fordeling.

De 420 tidssegmenter ikke har den samme vægtning viser nedenstående graf en varighedskurve for elforbruget i Østdanmark og Vestdanmark.



Figur 28: Varighedskurve for elforbruget i Danmark i scenarierne.

6.3.2 Udfald af værker

I forhold til udfald af kraftværker taget hensyn til tre væsentlige parametre:

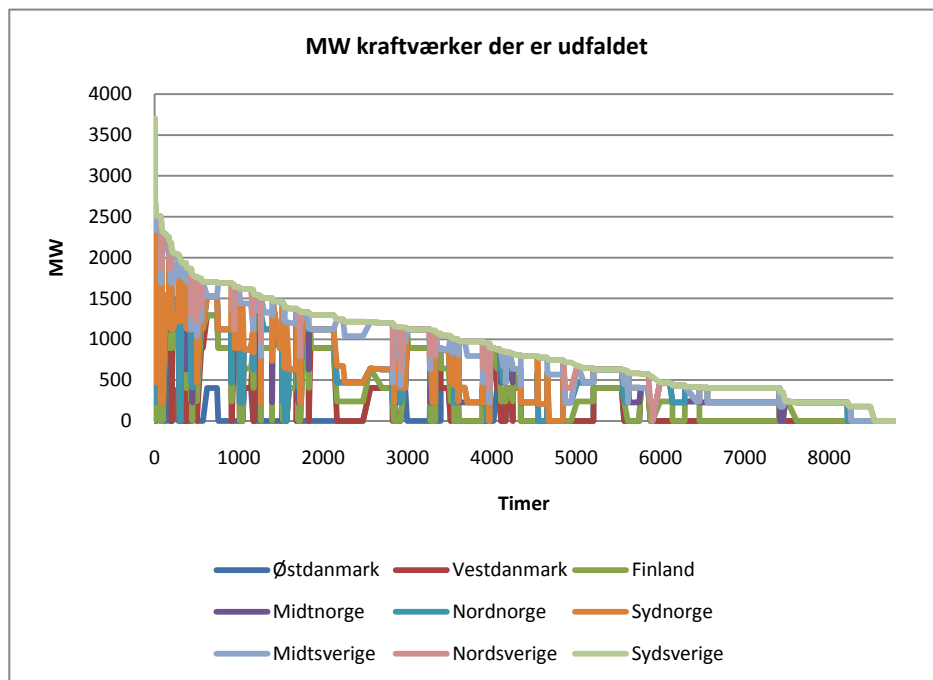
- Sandsynligheden for et udfald
- Den mistede effekt ved udfald
- Placering i det nordiske elmarked

Med udgangspunkt i en gennemgang af *Urgent Market Message (UMMs)* fra Nord-pools ftp server, er der produceret en udfaldsstatistik for hvert område i modellen. Herunder er vist denne statistik for Danmark.

DK1	Blok	Frekvens	Gennemsnitligt Effekttab (MW)
Enstedværket	B3	4.6%	553
Esbjergværket	B3	1.7%	340
Fynsværket	B3	2.2%	218
Fynsværket	B7	4.1%	306
Herningværket	M1	0.3%	89
Nordjyllandsværket	B2	3.7%	214
Nordjyllandsværket	B3	3.0%	321
Skærbækværket	B3	2.4%	312
Studstrupværket	B3	1.6%	378
Studstrupværket	B4	3.6%	349
DK2			
Amagerværket	B3	2.9%	229
Asnæsværket	B2	0.8%	139
Asnæsværket	B4	0.1%	132
Asnæsværket	B5	6.9%	538
Avedøreværket	B1	2.5%	246
Avedøreværket	B2	4.9%	440
Kyndbyværket	B21	0.0%	210
Kyndbyværket	B22	0.1%	260
Kyndbyværket	KYV 51 & 52	0.0%	120
Stigsnæsværket	B1	0.5%	138
Stigsnæsværket	B2	4.2%	252

Tabel 14: Udfald på større danske værker

Modellen anvender et tal for tabt effekt i hvert område og for hvert tidsafsnit. Den manglende effekt skal leveres på linje med øvrigt forbrug. Behovet for additionel effekt inkluderer i nogle tilfælde flere samtidige kraftværksudfald, også inden for samme geografiske område. Det er ikke fundet relevant at identificere hvilke kraftværker der rent faktisk er ude i modelsammenhængen.



Figur 29: Varighedskurve for akkumulerede kraftværksudfald i Norden

På figuren ses de anvendte forudsætninger for kraftværksudfald præsenteret som varighedskurve. Det er bemærkelsesværdigt sjældent at der er fuld kapacitet i hele Norden. Spidsen på grafen, der repræsenterer det maksimale samlede manglende effekt har en årlig nominel varighed på 0,64 timer. Dvs. det er en hændelse der kan ses som aktuel godt hvert andet år. Den manglende effekt håndteres på linje med et ekstra forbrug der skal tilfredsstilles.

6.3.3 Udfald af linjer

Balmorel modellen har repræsenteret overføringsevnen imellem områder, men ikke de egentlige linjer i transmissionsnettet. Flere steder ligger begrænsningen dog på en eller få linjer, fx forbindelserne imellem landende. Udfald af disse inddrages i analysen.

På baggrund af Nordpool UMM'er er følgende statistisk fremkommet.

	Fuld kapacitet	Halv kapacitet	Ude
Skagerrak	51%	47%	3%
Konti-skan	79%	12%	9%
Jylland-Tyskland	92%	4%	4%
Øresund	80%	11%	9%
Kontek	81%	1%	18%

Tabel 15: Fordeling af kapacitetstilstand på udlandsforbindelser

Datagrundlaget spænder over en periode har der været et længerevarende udfald på Skagerrak, hvilket tydeligvis ses i statistikken. Selv om dette sandsynligvis ikke sker igen, foreløbigt, er denne statistik anvendt direkte i modellen, ud fra den betragtning at det kan ligeså godt ske et andet sted i systemet.

6.3.4 Vandkraft systemet

Analysen omhandler markedsgørelse af effekttilstrækkelighed. Den primære forsyningssikkerhedsmæssige problemstilling i forhold til vandkraft omhandler tilstrækkelighed af vandressourcen. Det er dog vigtigt at medtage for at korrekt for afspejlet investeringsincitamenterne, især for de sidste teknologier eller forbrugsressurser der aktiveres. Variationer i vandværdier, og dermed elprisniveauer, kan i sig selv bidrage til at en større effekttilstrækkelighed. Sammenhørende værdier for vand generes ud fra selvstændige simuleringer med forskellige årlige vandmængder i overensstemmelse fordelingen af våd-, tør- og normalår ud fra historiske data og tidligere scenarie studier.

Hydrologisk år	Præmie i forhold til normal år (DKK/MWh)
Vådår	-108
Normalår	0
Tørår	+108

Tabel 16: Kalibrering af vandværdier

Tabel 16 viser den anvendte relative forskel imellem vådår, tørår og normalår som er anvendt i simuleringerne. Det egentlige niveau af vandværdier dannes endogent i

modellen, men ovenstående variation i forhold til dette anvendes i et konkret tids-segment afhængt af den vandsituation der skal afspejles i det konkrete segment.

6.3.5 Overordnede scenarieforudsætninger

Scenarierne tager udgangspunkt i en række rammeforudsætninger der beskriver en situation for de nordeuropæiske elsystem i år 2020.

Der anvendes 2020 fremskrivningen af brændselspriser fra Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet fra Maj 2009. Dette betyder at en råoliepris på 110 \$/tønne, kulpris på 117 \$/ton og naturgas på 12.7 \$/MBtu. Prisen på CO₂-kvoter antages at være 229 kr/ton. Ovenstående er i 2007 faste priser.

I Danmark regnes med en videreførelse af den gældende regulering, hvilket på afgiftssiden inkluderer effekten af energiaftalen af 21. februar 2008 og energiforårspakke 2.0. For de øvrige lande regnes ikke med den præcise regulering, men med at der indføres passende regulering til at opnå EU's målsætninger for 2020. Da modellen ikke beskriver hele økonomien og hele EU, antages nogle nationale målsætninger for andele af VE i el og varmeproduktionen nemlig 41%, 29% og 68% for Finland, Tyskland og Sverige henholdsvis.

Der regnes med nuværende eltransmissionskapacitet, dog udvidet med Nordels prioriterede snit. Som udgangspunkt fremskrives produktionsapparatet med kendte investeringer og formodede skrotninger baseret på enten forventninger til konkrete anlæg eller en fast årlig procentvis skrotning af mindre aggregerede anlægsgrupper.

Forbrugerne

Forbrugerne i det markedsgjorte scenarie antages et se det korrekte markedsmæssige incitament til at investere i forbrugsressurser og aktivere disse når priserne er til det. I modellen er der givet mulighed for sådanne investeringer i det markedsgjorte scenarie. Investeringsmulighederne er konkretiseret i modellen på baggrund af teknologikataloget i foregående kapitel. Der er desuden taget udgangspunkt i de i kataloget identificerede potentialer for forbrugsressurser. Tabellen herunder viser de præcise potentialer der er regnet med i modellen.

	Denmark	Norge	Sverige	Finland	Tyskland
Husholdninger m. fleksibelt forbrug og elvarme	190	1.900	2.300	700	5.090
Husholdninger m. prisfleksibelt forbrug og varmepumper	175	-	-	-	175
Husholdninger m. prisfleksibelt forbrug	90	-	-	-	90
Fleksibelt forbrug i store energiintensive virksomheder	150	2.300	1.300	1.350	5.100
Fleksibelt forbrug erhverv i øvrigt	500	800	400	450	2.150
Afbrydelse af opladning af elbiler	200	-	-	-	200
Aktivisering af eksisterende nødstrømsanlæg	400	300	700	400	1.800

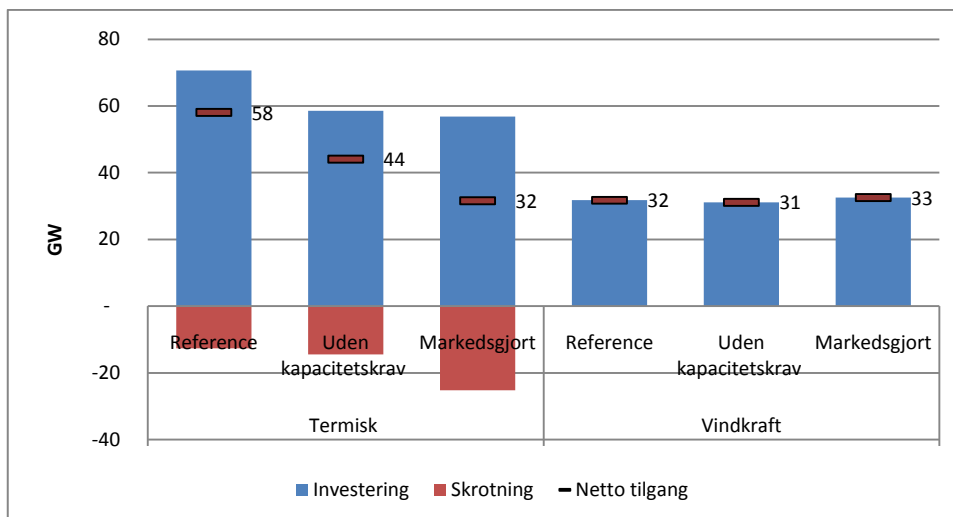
Tabel 17: Forbrugsressurser (MW)

I Tyskland er der antaget et potentiale for hver af teknologierne svarende til det samlede potentiale i de nordiske lande.

Alle de ovenstående forbrugsressurser er modelleret som forbrugslager mekanismer, dvs. at forbruget der flyttes fra et tidspunkt til et andet med undtages af nødstrømsanlæggene. Modellens manglende kronologiske egenskaber, gør at dette er svært nøjagtigt at modellere denne proces. Der er lavet en tilnærmelse der sikrer imod de dramatiske forsimplinger, ved at forbruget der fx flyttes fra den yderste forbrugsspids, ikke kan flyttes til tidspunktet med det laveste forbrugsniveau. Desuden er der i hvert tidsafsnit en andel af den tilkøbte forbrugsfleksibilitet svarende til forbrugets samlede størrelse i forhold til spidsforbruget. Dette har til formål at repræsentere at man ikke reducere et forbrug der ikke eksisterer.

6.4 *Modelanalysens resultater*

Systemets beregnede udvikling over reference scenariet, til scenariet uden kapacitetskrav og til det fuldt markedsgjorte scenarie medfører en reduktion i netto tilgangen i elkapacitet henholdsvis over scenarierne (se Figur 30).



Figur 30: Investering og skrotning af elkapacitet (GW).

Der udbygges med vindkraft og anden vedvarende energi i alle scenarierne. Den samlede mængde vindkraft er størst i det fuldt markedsgjorte scenarie, og mindst når blot kapacitetskravet er fjernet. Kapacitetskravet i reference scenariet, medfører at der er væsentlig backup kapacitet, når det ikke blæser. En større andel af den vedvarende energi leveres som biomassefjernvarme. Når forbrugsfleksible teknologier indføres kan vindkraft lettere erstatte konventionel elkapacitet og derfor er vindkraften mest udbygget i det markedgjorte scenarie.

Resultaterne fra modelanalysen for effekttilstrækkelighed på transmissionsniveau indikerer:

- En potentiel årlig besparelse i størrelsesordenen 5 mia. kr. såfremt markedet gøres i stand til selv at sikre effekttilstrækkeligheden på forsynings siden i Norden og Tyskland.
- En potentiel årlig besparelse i størrelsesordenen 15-20 mia. kr. såfremt både forsynings- og forbrugssiderne gives incitament til at levere et optimalt niveau af tilstrækkelighed.
- I reference scenariet er det til sammenligning beregnet at 33 mia. kr. skal gives som tilskud for at opretholde tilstrækkelighedskravet. Dette er det mindst nødvendige for at sikre den økonomisk effektive blanding af at holde tilstrækkelig eksisterende kapacitet i live og for at ny kapacitet tilkommer.

Nødvendigt tilskud for at sikre effekttilstrækkelighed i reference scenariet

Tilskud til eksisterende teknologier	9 mia kr./år
Tilskud til nye investeringer	24 mia kr./år
Total	33 mia kr./år

Samlet tilskudsomkostning relativt til dansk andel af forbrug

Tilstrækkelighedsomkostning per forsyning (brutto)	1,3 mia kr./år
	31 kr./MWh

- Det nødvendige tilskud er altså større end besparelsen når effektkravet fjernes. Dette skyldes at der holdes mere kapacitet inde i markedet og dermed

skal der udover selve omkostningen også kompenseres for at der den gennemsnitlige elpris presses ned.

Der må tages kraftigt forbehold for talstørrelserne i denne sammenhæng da resultaterne er bundet op på en forsimplet fortolkning af håndteringen af effekttilstrækkelighedsproblematikken i udgangspunktet, samt at de økonomiske forudsætninger er underlagt væsentlig usikkerheder bl.a. på priser på brændsler, CO₂-kvoter og andre omkostninger for både nye og eksisterende anlæg.

Det synes klart at den største gevinst ved en markedsgørelse opnås ved at få aktiveret potentialet for at regulere elforbruget dynamisk. Dette kunne muligvis opnås på anden vis, men næppe uden kommunikation og afregning efter et dynamisk prissignal for en væsentlig andel af elforbruget.

- Den marginale enhed af fleksibelt forbrug er modsat reserve forsyningskapacitet i stand til at levere en positiv ydelse både under normale fluktuationer og under ekstreme omstændigheder. Dermed bidrager normalsituationen til finansiering af spidsreserven på forbrugssiden.
- Krav om øgede anvendelse af vedvarende energi bidrager til at sikre finansiering af effekttilstrækkelighed. Da fluktuerende energikilder øger økonomien i forbrugsfleksibilitet og dermed forsyningen af effekttilstrækkelighed.
- Øget dynamik i elsystemet igennem aktivering af forbrugsteknologier modvirker delvist incitamentet til at reducere produktion på ineffektive kulkraftværker. I et fossilt termisk system kan dette medføre et højere CO₂-udslip da grundlastværker på kul og brunkul opnår mere driftstid end mellemlastværker på gas eller biomasse.
- Ovenstående observationer er afhængige af de anvendte niveauer for brændselspriser og CO₂-priser og ikke mindst forholdet imellem dem. En højere CO₂-pris eller en lavere gaspris i forhold til kul/brunkul kunne medføre skrotninger af kulværker i stedet for gas og dermed have den modsatte effekt.

Prisudsving og marginalt markedsbaseret effekttilstrækkelighed er større i det termiske system i Tyskland end i Norden. I både scenariet uden effekttilstrækkelighed og det markedsgjorte scenarie forefinder den numerisk største elpris spis i det centrale tyskland.

- Dette medfører at der er økonomi i relativt flere og dyrere fleksibilitetstiltag i Tyskland end i Norden, hvor prisudsving i forvejen er afdæmpet af den store mængde vandkraft.
 - I referencen er elprisen i det mest kritiske tidssegment 660 kr./MWh
 - Uden effektkravet knap 27 mio kr./MWh
 - I det markedsgjorte tilfælde godt 10 mio kr./MWh
- Dette kritiske tidsafsnit har en (sandsynlighedsvægtet) varighed på 0,012 timer/år og kan derfor dække omkostninger for godt 315.000 kr./MW i situationen uden effektkrav og knap 120.000 kr./MW i det markedsgjorte scenarie.

Til sammenligning antages det at en ny gasturbine koster 3,7 mio kr./MW hvoraf der skal afskrives ca. 430.000 kr./MW/år.

- Den marginale effekt leveres altså billigere end en nybygget gasturbine i scenariet uden effektkrav, nemlig ved at holde effekt i live der ellers var uøkonomisk, og marginalen er defineret ud fra denne enheds årlige faste drift og vedligeholdelsesomkostninger pr. MW. [Helt specifikt holdes der i scenariet uden effektkrav liv i et kulfyret kraftvarmeværk, imens dette er skrottet i det markedsgjorte scenarie og der holdes liv i et oliefyret kondensanlæg].

Nedenstående viser forskellen i omkostningerne for forsyningssektoren.

Bespargelser i forsyningssektoren (minus = merudgift)		
	Bespargelse	Bespargelse
mio kr.	Uden kapacitetskrav	Markedsgjort
Kapital omkostninger	5.039	13.216
Fast D&V	1.306	5.030
Variable D&V	-2	-46
Energiomkostning	-889	1.091
CO2 kvoter	-511	-268
Afgifter (-tilskud)	202	308
Total	5.144	19.330

- Fjernelse af effektkravet giver en besparelse på 5 mia kr. i årlig kapacitet bundet i forsyningssektoren, hvilket inkluderer sunk costs for eksisterende anlæg der skrotes. Med mulighed for fleksible forbrugsteknologier reduceres med yderligere 8 mia kr. i årligt bunden kapital. Til dette tal skal omkostningerne ved investering i de fleksible teknologier fratrækkes (ca. 1,4 mia kr. i årlige kapitalomkostninger). Skønt sunk costs både definatorisk og modelmæssigt ikke kan genvindes er tallet alligevel relevant i et længere perspektiv hvor der vil være behov for geninvestering.
- Faste drift og vedligeholdelsesomkostninger falder med 1,3 mia kr. ved fjernelse af effektkravet og med samlet set 5 mia kr. ved indførelse af fleksible teknologier.
- Energiomkostninger (brændsel) og CO2-omkostninger stiger ved fjernelse af effektkravet da der installeres mindre

Den samlede besparelse i de to scenarier svarer til 50 øre og 1,7 kr. per kWh ved henholdsvis fjernelse af kapacitetskravet og indførelse af fleksible forbrugsteknologier.

	Biogas	Kul og brunkul	Olje	Affald	Naturgas	A-kraft	Tørv	Biomasse	Vandkraft	Vindkraft	Sum
Skrotninger - elkapacitet MW		3.795	3.783	31	3.730		1.014	265			12.618
- Uden kapacitetskrav		5.666	3.400	31	3.716		1.017	60			13.889
- Markedsgjort		13.338	3.988	31	6.415		798	56			24.626
Investeringer - elkapacitet MW	1.742	39.913		871	12.071	1.600		14.480		31.762	102.440
- Uden kapacitetskrav	-14	-375		-0	-12.071	-		330		-636	-12.766
- Markedsgjort	3	-1.740		0	-12.071	-		-41		791	-13.058
Elproduktion (GWh)	5.337	359.443	0	14.469	8.036	205.265	411	108.593	201.847	155.375	1.058.776
- Uden kapacitetskrav	-37	2.334	0	-1	-1.854	-1	-30	1.223	0	-2.225	-589
- Markedsgjort	7	65	97	10	-2.333	-66	582	-1.778	-0	2.784	-633
Brændselsforbrug (TJ)	49.439	2.893.629	1.192	209.126	60.302	2.089.197	7.024	1.007.536	726.649	559.350	7.603.445
- Uden kapacitetskrav	-339	28.999	163	0	-9.038	-12	-392	11.381	-	-8.011	22.752
- Markedsgjort	67	6.010	685	-5	-9.607	-678	7.291	-13.318	-0	10.023	467
CO2 emissioner (kilotons)		277.719	93	6.797	3.431		752				288.791
- Uden kapacitetskrav		2.802	13	0	-514		-42				2.259
- Markedsgjort		909	53	-0	-547		780				1.196

Tabel 18: Hovedresultater fra de tre scenarier

Tabel 18 viser hovedelementerne i de tre scenarier summeret over hele modelområdet. For hver kategori vises værdien fra Reference scenariet efterfulgt af differencen imellem hvert af de to andre scenarier og referencen.

Tilgængeligheden af et retvisende prissignal kan få forbrugerne til at investere i at gøre deres forbrug fleksibelt og aktivere dette når prisen er til det. Tabel 19 viser fleksibilitetsinvesteringer der fremkommer i det markedsgjorte scenarie. Resultaterne indikerer at der er større værdi af fleksibilitet i det termiske elsystem på kontinentet, end i Norden hvor vandkraft i forvejen leverer fleksibilitet.

MW	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Sum
Styring af opladning i elbiler	-	-	200	-	-	200
Husholdninger med fleksibelt forbrug og elvarme	-	-	5.090	-	-	5.090
Husholdninger med fleksibelt forbrug og varmepumper	-	-	175	-	-	175
Fleksibelt forbrug - store forbrugere	150	1.350	5.100	2.300	1.300	10.200
Fleksibelt forbrug - øvrigt erhverv	-	-	2.150	-	-	2.150
Total	150	1.350	12.715	2.300	1.300	17.815

Tabel 19: Investeringer i forbrugstiltag i det markedsgjorte scenarie

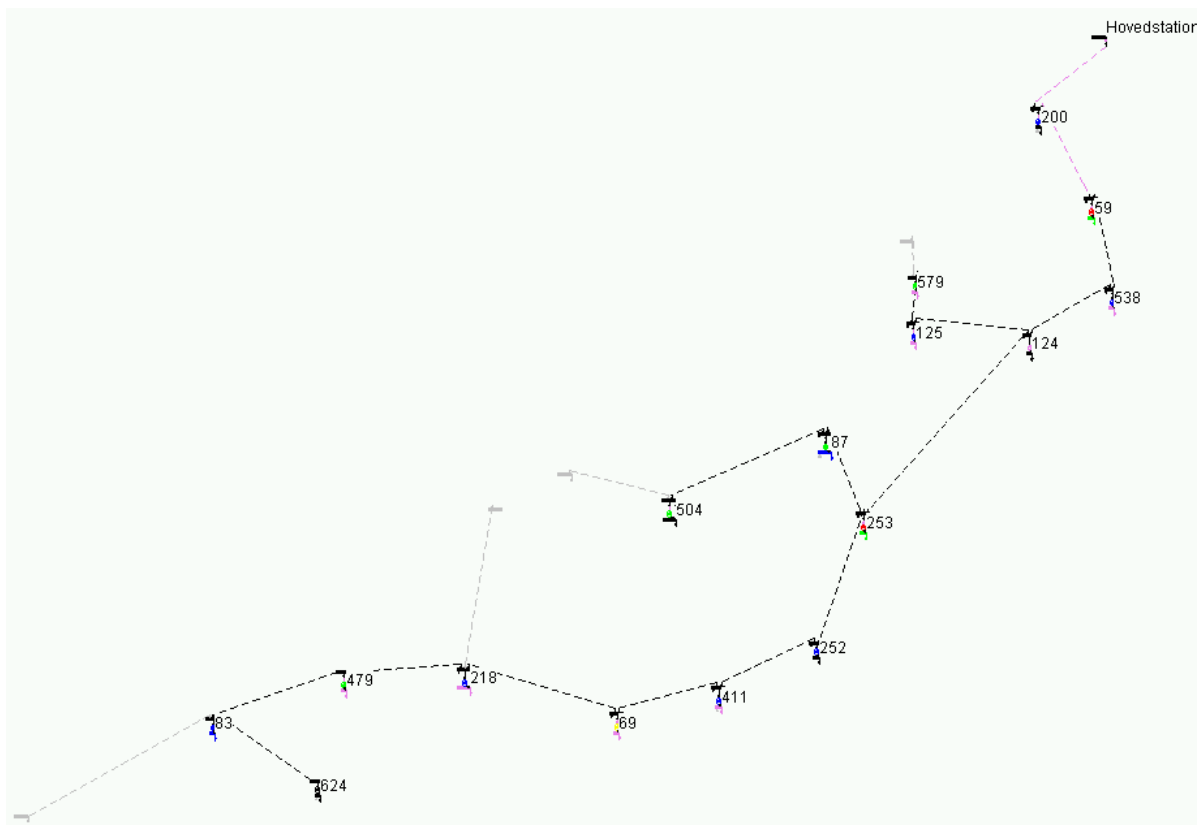
Der var ikke muligt i modelsimulering at finde en generel økonomi i etablering af fleksibelt forbrug, når forbrugerne ikke anvender el til opvarmning. Dette skyldes at de antagende omkostninger ved etablering af måler mv. ikke står mål med forbruget, og dermed den tilkøbte fleksibilitet.

7 Modelberegninger, leveringssikkerhed i lokale net

Der er opstillet en model til beregning og illustration af konsekvenser af svigtende forsyning i et lokalt net. Der er tilhørende opbygget to datasæt der illustrerer hhv. et byområde og et landområde.

Figur 31: Illustration af en oplandsradial. Figur 31 viser et sådant net for et landområde. Dette net forsynes fra det overordnede net via hovedstationen (øverst til højre på figuren). Forbrugerne er tilknyttede de 16 viste understationer (de nummererede knuder), der (i normalsituationen, i hvert fald) forsynes fra hovedstationen via det viste ledningsnet; deraf betegnelsen 'radialt net' eller 'radial'.

De to vigtigste parametre til beregning af konsekvenser i forbindelse med fejl i nettet er sandsynligheden for fejl og varigheden af fejl. Sandsynligheden for fejl er knyttet til tekniske egenskaber ved komponenter, herunder kabler, transformatorer, brydere, m.v. Varigheden af fejl er knyttet til mulighederne for at afhjælpe fejlen, herunder detektering af fejl (art, position m.v.), og herefter mulighed for at sende mandskab ud for at udbedre fejlen (mobilt beredskab, m.v.), mulighed for at foretage automatisk omkobling i nettet, m.v.



Figur 31: Illustration af en oplandsradial.

Data for de to net er opstillet af DEFU. I nedenstående tabel er vist forbrugsdata for de enkelte understationer, fordelt på seks brugstyper.

Station	Fejlhyppighed, fejl/år	Forbrug ialt	Bolig	Sommerhus	Elvarme	Landbrug	Industri	Handel/service
59	0.01939	1143	344		272	246	57	244
253	0.00621	643	21			359	263	
69	0.00497	178	24		34	59	59	1
504	0.00518	700	58			93		549
87	0.00515	94	18			68		8
579	0.00401	50			50			
479	0.01136	85	43		7	35		
124	0.00433	493	146		90	216	10	32
200	0.00824	31					31	
83	0.00611	186	11			175		
538	0.00621	51	5			46		
218	0.00504	39	8			30		1
411	0.00696	30	12		3		15	
252	0.02223	14	3	4		7		
124	0.02470	4	1			3		
624	0.00568	4	4					
I alt opland		3746	698	4	456	1338	435	815
I alt byradial		7363	1263	0	1058	66	4118	858

Tabel 20: Detaljerede forbrugsdata for oplandsradial, MWh/år, og aggregerede for byradial (nederste linie)

Yderligere data, der karakteriserer radialen er ledningstyper og –længder (ikke vist). I forhold til en byradial vil der typisk være længere strækning i landradialen.

Hvad angår fejltypene og deres sandsynligheder og konsekvenser, så er det relevant at skelne mellem fejl i hhv. ledningsstrækning og transformatorer. Konsekvenserne af fejl i hhv. ledningsstrækning og transformatorer er forskellige. Hvis der sker en fejl på en ledningsstrækning, vil dette få hele det lokale netværk til at være ude af stand til at fungere (se dog senere), mens en fejl i en transformator i en 10kV/0.4 kV understation kun vil påvirke de forbrugere, der er tilknyttet denne transformator.

Uanset en fejl derfor opstår i ledningsnettet eller i en understation vil der være en gruppe af forbrugere, der kollektivt påvirkes af den (under forudsætning af, at der er flere forbrugere på hver understation). For ledningsstrækningerne i oplandsradialen er disse i gennemsnit på 0.009 fejl per år, varierende fra 0.004 til 0.025, jfr. Tabel 20.

Hvis det antages, at der ingen korrelation er mellem ledningsfejlene i et netværk, at sandsynligheden for to samtidige fejl er nul, at en fejl varer i 3 timer, og at en fejl ét sted har konsekvenser for hel nettet, er der nul ledningsfejl i andelen 0.99995 af tiden for landradialen, mens den for byradialen er 0.99997. Anderledes udtrykt betyder dette, at der i gennemsnit er fejl i nettet hhv. cirka en halv time og et kvarter om året (dette er et pessimistisk tal, se senere).

For transformatorerne i understationerne er fejlsandsynligheden cirka 0.005 per år, hvorfor der i gennemsnit er nul fejl af denne type på den enkelte understation i andelen 0.999998 af tiden, altså væsentligt mindre.

7.1 **Beskrivelse af økonomiske konsekvenser af afbrud**

De økonomiske konsekvenser for forbrugerne af en fejl afhænger ud over hyppigheden af fejl også af fejlenes varighed og hvornår på dagen, ugen og året, de indtræffer.

I rapporten Omkostninger ved elforsyningssvigt, Energistyrelsen 2004, er der angivet tab ved elforsyningssvigt. Der differentieres mellem kundetyper, tidspunktet for fejl, og varighed af fejl. På baggrund af disse tal (hovedsageligt angivet som procent af årsomsætningen), omsætningen fordelt på nogenlunde tilsvarende kundetyper i 2007 (www.dst.dk/pukora/epub/Nyt/2008/NR083.pdf) samt gennemsnitselforbruget for bolig per person, er der beregnet tab for afbrud af 3 timers varighed. For de fire største grupper (bolig, landbrug, industri og handel/service), ses disse i Tabel 21.

Tab	Bolig	Landbrug	Industri	Handel/service
Kr/MWh	17	41	45	98

Tabel 21: Tab ved afbrud

Resultater

Der er regnet på en model, der i hovedtræk kan karakteriseres således:

- Nettopologien, som illustreret i Figur 11 er repræsenteret.
- Forbrugergrupper, svarende til ovenstående tabel, er repræsenterede; der kan desuden ud over det nominelle forbrug per år indlægges prisafhængighed i forbruget.
- Der indlægges sandsynligheder for fejl, hvor der skelnes mellem fejlenes konsekvenser for hhv. hele radialen og den individuelle understation.
- Varighed af fejl, således at de økonomiske konsekvenser for forbrugerne afhænger af dette som beskrevet ovenfor.
- En mulighed for at skelne mellem tidspunktet døgnet, ugen og året er ikke fuldt udnyttet her.
- Resultatet fremkommer gennem en to-fase beregning: først fastlægges køb på spotmarkedet som om der ikke var fejl, dernæst beregnes konsekvenserne af fejl, idet det antages at fejlen får konsekvenser for den købte spotmængde (som kan afvige fra det nominelle forbrug).

På baggrund af ovenstående data beregnes de forventede tab pr. år. I tabellen er dette illustreret for en enkelt understation, nummer 69. Som det fremgår, er der kun vist tal for de fire største forbrugsgrupper; de udelatte, sommerhus og elvarme, er mængdemæssigt af mindre betydning. Det nominelle årsforbrug er som angivet i tabellen. Der er i modellen desuden indlagt mulighed for at forbrugerne kan reagere på højere priser, således at det beregnede forbrug kan være et andet end det inddaterede nominelle forbrug (hvilket det er i den tidsperiode, der er illustreret i Tabel 22, størrelsen 'nederreg.' Uden fejl').

De to sidste søjler i tabellen viser henholdsvis størrelsen af den forventede mængde ikke-leveret el-energi og tabet for de pågældende kunder.

	Nominelt årsforbrug MWh	Nedreg. uden fejl MWh	Forventet årsforbrug MWh	Forventet nedreg. MWh	Forventet ikke-leveret MWh	Forventet tab kr./år
Husholdninger	6.8571428	0.068568	6.788232	0.068565	0.000339	5.687655
Landbrug	16.857142	0.168564	16.687737	0.168556	0.000833	34.398446
Industri	16.857142	0.168564	16.687737	0.168556	0.000833	37.397657
Handel/serv.	0.2857142	0.002857	0.2828430	0.002856	0.000014	1.390778
I alt	50.571428	0.505692	50.063259	0.505670	0.002499	78.874609

Tabel 22: Forventede energimængder og afbrudstab pr. år i knude 69 på Figur 11

Opsummeres for de to radialer, fås konsekvenserne som vist i Tabel 23, der har samme opbygning og indhold som Tabel 22.

	Nominelt årsforbrug MWh	Nedreg. Uden fejl MWh	Forventet årsforbrug MWh	Forventet nedreg. MWh	Forventet ikke-leveret MWh	Forventet tab kr./år
Byradial	7363,00	21,03666	7341,73862	21,03730	0,22408	8925
Landradial	3746,00	10,70239	3735,11061	10,70292	0,18647	8301
Ialt	11109,00	31,73904	11076,84922	31,74022	0,41055	17226

Tabel 23: Forventede energimængder og afbrudstab pr. år for de to netværk tilsammen.

Opskaleres tallene til landsplan på baggrund af forbrugstallet 11109 MWh i relation til landsforbruget på 33 TWh (og dermed en faktor cirka 3000), bliver den forventede ikke-leverede energi cirka 1230 MWh, og det forventede tab cirka 50 mio. kr. Der erindres om, at dette alene vedrører fejl i lokale net, således at fejl i det overordnede transmissionsnet eller fejl på elproduktionsanlæg ikke er medregnede.

7.2 **Muligheder for at påvirke forsyningssikkerheden**

I det følgende skal det illustreres, hvorledes der kan ændres i de afgørende parametre vedrørende fejl, hhv. fejlhyppigheden og fejlvarigheden. Udgangspunktet er tre måder at påvirke forsyningssikkerheden på, som beskrevet i Tabel 24

	Ændring af sandsynlighed	Ændring af varighed	Omkostning
Udskifte luftledning med jordkabel	Faktor 10	40% længere	På land ca. 1 mio/km. I by måske 2,5 mio/km. Modsat spares der vedligehold i ledning på ca. 7500 kr/år/km
Fejlsøgnings-automatik fortæller, hvor fejlen er opstået, uden at stationen besøges, evt. kan der også kobles fra kontrolrummet.	Ingen	For hver installation kan ½ af området erklæres fejlfrit, og genindkobles.	50.000 – 250.000 pr. station
Mobil nødforsyning	Ingen	Planlagt afbrud: varighed 0. Ved udfald: ½ time på de stationer som er omfattet.	200.000 – 500.000

Tabel 24 Illustration af muligheder og omkostninger for at øge forsyningssikkerheden.

Mulighed 1: Udskifte luftledning med jordkabel

Udskiftning af luftledninger med kabler vil reducere sandsynligheden for fejl med en faktor af størrelsesorden 10. Under de tidligere antagne forudsætning om at der ikke er to samtidige fejl, vil en sådan udskiftning reducere tabet i de to net med 90% af de 17726 kr., eller cirka 15500 kr. per år.

Længderne af ledningsnettet i de to net er hhv. 13.875 km. for landradialen og 3.696 km. for byradialen. Antages skønsmæssigt, at det vil koste 1 mio kr. pr. km. på landet, og 2.5 mio. kr. per km. i byen, så vil en total omlægning i de to net koste hhv. cirka 14 mio. kr. og 9 mio. kr., eller 23 mio. kr. i alt. Omvendt spares vedligehold på 100.000 og 25.000 kr. per år for hhv. oplandsradial og byradial.

Som det fremgår, er indtægtssiden i økonomien for en kabellægning domineret af de sparede driftsomkostninger, og forsyningssikkerhedsaspektet har derfor ikke nogen væsentlig indflydelse på de økonomiske aspekter i relation til en beslutning om kabellægning.

Mulighed 2: Fejlsøgningsautomatik

Hvis netværket ved en ledningsfejl deles i to ved at aktivere en bryder, vil kun den ene halvdel af netværket derefter være berørt af fejlen. Eksempelvis i knude 253. Hvis der sker en ledningsfejl i netværket nedenfor denne knude, vil den nederste del af netværket kunne afbrydes, hvorefter den øverste del vil kunne få leveret strøm som sædvanligt. Når fejlen er udbedret, kobles den nederste del ind igen. Sker fejlen imidlertid oven for knude 253, vil det kræve mulighed for forsyning ad bagvejen (dvs., fra andre net), for at den nederste del af netværket kan få genetableret forsyningen efter bryderen er blevet åbnet. En sådan alternativ forsyningsvej er vist på figuren, se knude 83 (yderst til venstre). Jo flere alternative forsyningsveje, jo mindre del af netværket vil være påvirket af en fejl, undtagen meget kortvarigt.

Der kan indføres automatik, der identificerer fejlstedet, og i en dyrere udgave kan udkoblingen også foregå fra kontrolrummet, hvorved tidsrummet uden forsyning vil være meget kort til den del af netværket, der ikke er fejlrant.

Hvis der etableres en sådan automatik uden tilhørende alternativ forsyningsvej i et netværk, der ikke har sådan mulighed i forvejen, vil fejltiden i højst halvdelen af tiden reduceres for halvdelen af netværket. Dvs., konsekvenserne bliver reduceret med omtrent en fjerdedel. Etableres det med alternativ forsyningsvej, bliver konsekvenserne reduceret med omtrent halvdelen.

Den næste installation af sådanne muligheder (mulighed for opdeling af netværket i tre dele, evt. med mulighed for alternative forsyningsveje) vil reducere konsekvenserne mindre; og så fremdeles. Den ekstra nytte af én mere sådan mulighed bliver altså mindre, jo flere muligheder, der er i forvejen.

Installationen af den første mulighed i et af ovenstående netværk vil reducere de økonomiske konsekvenser af fejl med godt 2000 - 4000 kr. pr. år, afhængig af om der etableres alternativ forsyningsvej. Dette beløb skal holdes op mod omkostningen til installationen, der som nævnt kan være af størrelsesordenen 100.000 kr. Det kan derfor økonomisk være en udmærket mulighed for at øge forsynings sikkerheden.

Det bemærkes, at i de to net, der er taget udgangspunkt i, faktisk forudsættes etableret disse muligheder, er der således vist fire lokaliseringer af alternative forsyningsveje. Beregningen ovenfor, der viste tab på 17.226 kr. per år., er således pessimistisk, de årlige tab er lavere.

Det er derfor tvivlsomt, at yderligere sådanne muligheder vil være økonomisk fornuftige i et net som det viste, men hvis der ikke er sådanne muligheder i forvejen, eller hvis netværket er meget stort, vil der sikkert være fornuftigt.

Mulighed 3: Mobil nødforsyning

I forlængelse af ovenstående automatik kan der som alternativ til forsyning ad alternativt ledningsnet anvendes en mobil nødforsyning, der kan sættes ind i den del af netværket, der efter identifikation og isolering af en ledningsfejl kan fungere, men som ikke har adgang til en forsyningskilde.

Antag, at dette vil reducere udfaldstiden fra 3 timer til en halv time. Den ikke leverede energi falder derved til en sjettedel. De økonomiske konsekvenserne af dette er typisk mindre end en sjettedel, måske ned til halvt så stor (Omkostninger ved elforsyningssvigt, Energistyrelsen 2004).

Med de viste omkostningstal rykkes der ikke væsentligt ved, at det er tvivlsomt, at yderligere sådanne muligheder vil være økonomisk fornuftige, hvis netværket i øvrigt er nogenlunde sammenligneligt med de to eksempler.

Investeringer hos forbrugerne

Med de viste tab for afbrydelser (i størrelsesordenen 10 - 100 kr./kWh) og de viste forventede årsmængder ikke leveret energi, (i størrelsesordenen 0.05 kWh per MWh årligt forbrug) er det ikke økonomisk fornuftigt at etablere nødforsyningsanlæg hos den enkelte forbruger. Der kan dog være forbrugstyper, der har specielle behov for konstant forsyning, eksempelvis hospitaler, kyllingefarme eller servere.

Sådanne steder vil der typisk blive etableret nødforsyningsanlæg. Der vil dog være tale om meget små mængder, der næppe rykker ved et samlede billede af lokale

aspekter af forsyningssikkerhed. Se dog senere vedrørende samspillet med det overordnede net.

7.3 Lokalnettet i forhold til det overordnede net

Sammenhænge mellem det lokale net og det overordnede net er ikke entydige. Antag først, at det lokale net er nettoimportør af el (ingen lokal produktion). Hvis der ikke tilgår radialen elforsyning fra det overordnede net på grund af fejl i dette, er der ikke nogen af forbrugerne i radialen, der forsynes. En fejl på det overordnede niveau forplanter sig altså direkte til det lokale net.

Hvis der omvendt i nettoimportsituationen i det lokale net sker en fejl, som ikke forplanter sig til det overordnede net (den typiske situation), vil den samlede balance mellem forbrug og forsyning i det overordnede net forbedres (overskydende produktion).

Antages, at det lokale net er nettoeksportør af el, vil en fejl i det overordnede net ikke rent energibalancemæssigt forplante sig til det lokale net – her er der fortsat energimæssigt overskud. Hvorvidt det lokale elnet er i stand til at fungere, er et andet spørgsmål, hvor svaret afhænger af typen af lokale produktionsanlæg (vindkraft, kraftvarmeværk, etc.) og nettets nøjere udformning.

Hvis der omvendt i nettoeksportsituationen i det lokale net sker en fejl, som ikke forplanter sig til det overordnede net, vil den samlede balance mellem forbrug og forsyning i det overordnede net forringes (manglende produktion). Også hvis den lokale fejl skulle forplante sig til det overordnede net, er dette naturligvis dårligere stillet. En anden type af problemer er i situationer, hvor både det lokale og det overordnede net fungerer, men hvor den samlede energibalance er anstrengt (manglende produktionskapacitet i forhold til efterspørgsel). I denne situation kan det være nødvendigt at skaffe yderligere produktionskapacitet og/eller at afbryde forsyningen til visse forbrugere (forringelse af forsyningssikkerheden).

I denne situation kan bl.a. nødforsyningsanlæg, der er installeret i lokale net, bringes i funktion, hvis der er etableret aftale herom, og hvis der er sikret de nødvendige tekniske muligheder for kommunikation, opstart med videre.

De økonomiske forhold omkring lokale nødforsyningsanlæg afhænger bl.a. af forsyningssikkerheden (sandsynlighed for afbryd, varighed, m.v.). Men for forbrugeren, der installerer et sådant anlæg, er det ligegyldigt, om svigt i forsyningen skyldes lokale fejl eller fejl i det eller overordnede net. Antag som illustration, at et nødforsyningsanlæg installeres, fordi der opleves et voksende antal fejl. Dette anlæg vil kunne levere el ud på nettet, hvis nettet fungerer, hvilket kan forbedre den samlede forsyningssikkerhed, hvis der i det overordnede system er en anstrengt kapacitetsbalance. Hvis stigningen i fejlene skyldes lokale forhold, er situationen altså den, at en forværring af den lokalt betingede forsyningssikkerhed vil kunne give en forbedring af forsyningssikkerheden i det overordnede system.

8 Case studier

Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning skal investeringerne i forsyningssikkerhed i de forskellige niveauer af elsystemet stå præcist mål med slutbrugernes økonomiske tab ved forsyningssvigt.

I dette kapitel følger nogle tænkte skitse beregninger på cases, hvor der gennemgås nogle tænkte ændringer i niveauerne af forsyningssikkerhed i tre dele af elforsynings-systemet: Effekttilstrækkelighed, højspændingstransmission og lavspændingsdistribution. Resultaterne fra disse cases er opsummeret i nedenstående tabel.

Case	Direkte økonomisk effekt	Samfundsøkonomisk effekt
A: Effekt-tilstrækkelighed	Hypotetisk reduktion i DK2 manuelle driftsforstyrrelsesreserver på 225 MW, besparelse på 49 mio.kr./år. Evt. besparelser ved brug af afbruds-kontrakter fremfor opreguleringskontrakter	Maksimalt en fordobling af "store" afbrud til en omkostning på 38 mio. kr./år. Positiv nettoeffekt på 11 mio. kr./år.
B: Længere levetid på transmissionsnettet	Forlænges levetiden af 400 kV nettet fra 50 til 60 år spares ca. 19 mio.kr. om året	Til sammenligning kostede afbrydelsen i 2003 38 mio. kr. om året. Plads til en substantiel forhøjelse af fejlfrekvensen.
C: Kabellægning af distributionsnettet	Årlige omkostninger kan overstige 180 kr. per husstand om året.	Forsyningssikkerheden har historisk været lavere på distributionsnettet sammenlignet med resten af systemet. Undgåelse af afbrud af længere varighed (fx dage)

Tabel 25 Hovedresultater fra cases

Hovedkonklusionen af overvejelserne er at Energinet.dk ved et politisk ønske om større markedsgørelse af forsyningssikkerhed først og fremmest bør fremlægge data-materiale og analyser der kan belyse de forsyningssikkerhedsmæssige konsekvenser af at slække kravene til effektreserver og driftspålidelighed af transmissionsnettet. Dette bør ske i en form som kan sammenholdes med den tilsvarende reduktion af udgifterne hertil. Først når sådanne analyser er til rådighed, kan det vurderes om en øget markedsgørelse vil medføre væsentlige samfundsøkonomiske besparelser.

Af tabellen fremgår at man med en tilsyneladende relativt lille samfundsøkonomisk fordel muligvis kan indskrænke mængden af reserveeffekt. En tænkt levetidsforlængelse af højspændings transmissionsnettet skal give en betydelig forringelse af forsyningssikkerheden eller forøgelse af vedligeholdsomkostningerne, før dette samfundsøkonomisk er en dårlig ide. Begge disse konklusioner hviler dog på stærkt stiliserede antagelser, og bør i givet fald valideres med mere tilbundsgående analyser.

Kabellægning af luftledninger i lavspændingsnettet før udløbet af luftledningernes levetid er samfundsøkonomisk fordelagtigt såfremt forbrugeren værdisætter fraværet af risikoen for daglange afbrud med mere end 180 kr./år. Såfremt ikke kun forsyningssikkerhed (men også fx æstetiske hensyn) skal begrunde kabellægningen kan dette tal være lavere.

8.1 **Case A: Effekt-tilstrækkelighed**

I dette afsnit foretages fire præsentationer af data som belyser forskellige aspekter af omkostningerne til opretholdelse af forsyningssikkerheden i elsystemet.

- Først opgøres de samlede omkostninger til forsyningssikkerhed - disse dækker forskellige typer af systemydelse, som hver bidrager med forskellige nødvendige elementer i forsyningssikkerheden.
- Dernæst opgøres en oversigt over overskuddet af reserver, dvs. hvor stor en del af de over et år indkøbte reserver som har stået ubenyttet hen. Dette giver et indtryk af hvor stor en øget sandsynlighed for afbrud kan tænkes at blive som følge af at reducere mængden af indkøbte reserver.
- Dernæst beskrives Energinet.dk's indkøbspolitik for reserver, og der opregnes forskelle til en teoretisk beregnet anskaffelsespris for rådighed over reserver.
- Endelig foretages en hypotetisk beregning som antydningvist illustrerer mulige samfundsøkonomiske effekter ved at reducere den indkøbte effektreserve via balancen mellem sparede effekt-omkostninger og øgede omkostninger i forbindelse med afbrud.

8.1.1 **Reserveeffekt og omkostninger 2007-08**

Energinet.dk opgør de årlige omkostninger til indkøb af effekt reserver til 820-850 millioner kroner i 2006 og 2007.¹⁵ Det har ikke været muligt at finde en direkte opgørelse af dette beløb for 2008. I stedet er der foretaget en opgørelse af omkostningerne baseret på beskrivelser af udbudresultater på Energinet.dk's hjemmeside.¹⁶ Udgifterne til reservekraft og andre systemtjenester kan opdeles således:

¹⁵ Energinet.dk Årsrapport 2007, side 14.

¹⁶ Data for månedsauktioner er først tilgængelige fra februar 2008.

	Indkøbsmåde	Effekt MW	Omkostning mDKK	Enheds pris mDKK/ MW
Normaldriftsreserver				
Primær reserve	Månedsauktion	30	93	3,11
Normaldriftsreserve	Månedsauktion	22	43	1,92
Manuelle reserver	Dagsauktion	408	188	0,46
Driftsforstyrrelsesreserver				
LFC reserver	Månedsauktion	111	187	1,69
Driftsforstyrrelses reserve	Månedsauktion	43	35	0,83
Manuelle driftsforstyrrelsesreserver	Flerårs aftaler	675	147	0,22
Dødstart mulighed	Flerårs aftaler	57	60	1,06
I alt		1.289	753	0,58

Tabel 26 Energinet.dk's indkøb af systemtjenester og reserver, februar 2008 til januar 2009 (www.energinet.dk). Note: Den viste effekt angår kun opregulering, mens omkostningerne omfatter både op- og nedregulering.

Betaling for selve den producerede strøm fra reservekraft-anlæggene benævnes balancekraft, og udgifterne hertil var omkring 200-230 millioner kroner i samme periode. Denne betaling indgår ikke i opregningen af omkostningerne til forsynings sikkerhed, men betragtes i stedet som forbrugerens almindelige betaling for strøm.

Af tabellen fremgår at de ca. 750 millioner kroner der årligt anvendes på reserver går til flere forskellige formål, hvori den daglige styring af spænding og frekvens også indgår (primær-, normaldrift og LFC reserver). Man kan argumentere for at omkostninger hertil er egentlige driftsomkostninger til elnettets opretholdelse, og ikke egentlig forsynings sikkerhed, hvis niveau kan varieres.

Det er i grove træk de manuelle reserver som er relevante for betragtninger om at reducere effektreserverne. De øvrige opgjorte systemtjenester har andre og meget specifikke tekniske formål som ikke indgår i denne vurdering. . Det ses også, at enhedsomkostningen er noget varierende mellem de forskellige typer systemtjenester. Endelig tjener dele af de manuelle reserver andre systemstjenstlige formål¹⁷, som ikke umiddelbart kan udskilles fra effektreserve-elementet.

8.1.2 Behov for reserver i 2008

Ud fra markedssdata fra Energinet.dk er der lavet overslag over rådigheden over reserver, jf **Tabel 27** som viser forskellen mellem anvendte effekt og indkøbt effekt i februar 2008 til januar 2009.

¹⁷ Dette er tilfældet med eksempelvis Kyndby-værket som bl.a. også har dødstartsmulighed.

'Ned' reserver	Vest	Øst	'Op' reserver	Vest	Øst
-618 til -500 MW	3	7	-420 til -200 MW	3	0
-500 til -250 MW	52	51	-200 til -50 MW	6	0
-250 til -125 MW	127	245	-50 til 0 MW	7	1
-125 til -50 MW	146	813	0 til 100 MW	29	3
-50 til 0 MW	182	1423	100 til 250 MW	231	7
0 til 50 MW	355	1261	250 til 400 MW	1137	19
50 til 100 MW	679	462	400 til 500 MW	1558	41
100 til 200 MW	688	155	500 til 600 MW	454	134
200 til 300 MW	47	0	600 til 700 MW	34	793
300 til 500 MW	9	0	700 til 800 MW	1	2489
500 til 904 MW	0	0	800 til 904 MW	0	879

Tabel 27 Overskud af reserver, feb. 2008 til jan. 2009

Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk samt oversigter over resultater af udbud. Note: Overskuddet af reserver er beregnet som års, måneds, dagsindkøbet af reserver minus den brugte effekt af balancekraft i hver time (benævnt "Regulerkraft" og "Systemubalance" i hhv. DK1 og DK2). Et negativt tal i tabellen betegner således at indkøbet af reserver har været mindre end forbruget af reserver.

Af tabellen fremgår at der i stort set alle timer er et overskud af opreguleringsreserver. For det østlige Danmark ligger overskuddet typisk på over 600 MW, mens det for Vestdanmark typisk er 250 MW eller over.

Kun i 17 timer i den belyste periode har der været et underskud. Det har ikke været muligt ud fra det foreliggende datamateriale at se hvilken del af reservekraften der er tilvejebragt ved udnyttelse af de indgåede reservekraft aftaler, i forhold til hvilken del af indkøbet der er sket via det timebaserede ElBas. Det har heller ikke været muligt at skaffe data om dybden af ElBas markedet, dvs. i hvor høj grad Energinet.dk kan regne med at der er kapacitet til rådighed i knaphedssituationer. Endelig viser tabellen ikke noget om begrænsninger i transmissionsnettet, som kan være med til at øge behovet for reservekapacitet, såfremt større blokke af kapaciteten risikerer at blive isoleret fra efterspørgslen som følge af nedbrud af transmissionsledninger. Med disse begrænsninger in mente gives indtrykket af hvor tit reserveindkøbet er tæt på at blive opbrugt af de af tabellens rækker med tiloversbleven "op" kapacitet tæt på nul. For Østdanmark er der ifølge tabellen tale om i alt 4 timer hvor den tilbageværende reserve er mindre end 100 MW, mens der for Vestdanmark er tale om 16 timer under 0 MW og 29 timer mellem 0 og 100 MW. Under antagelse af at tabellen ikke redegør for en vis mængde yderligere reservemuligheder, kunne man godt forestille sig at der kan skæres i mængden af til rådighed stående reservekapacitet uden en alt for voldsom øgning af risikoen for systemnedbrud.

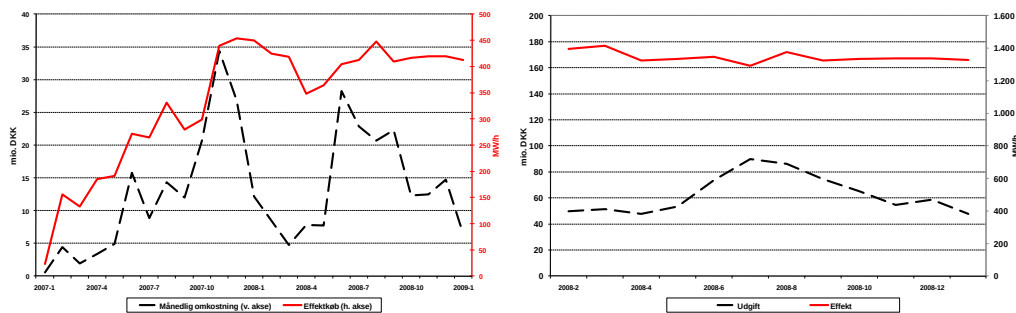
Med en fuldstændigt gennemarbejdet oversigt over tiloversværende reservekapacitet, som også inkluderer eventuel øvrig kapacitet til rådighed fra ElBas eller andre steder, vil man retrospektivt kunne belyse i hvilken udstrækning niveauet for et forgangent års indkøb af reserver har været passende i forhold behovet. Med en sådan opgørelse vil det også være muligt nærmere at operationalisere evalueringskriterier for rådigheden af reservekapacitet i form af max X timer hvor rest-reservekapaciteten er mindre end Y MW for en et- eller evt. flerårs periode.

Tabellen angiver også overskuddet af nedreguleringsreserver. Her er fordelingen af overskud og underskud noget mere ligelig, hvilket må antages at skyldes at man med

større sikkerhed kan betale sig fra at få producenter til at regulere ned frem for at regulere op. Det fremgår også at op- og nedregulering benyttes i noget større udstrækning i det vestlige Danmark. Dette kan tilskrives at andelen af vindkraft her er noget større.

8.1.3 Energinet.dk's indkøbspolitik for reserver

Nogle af reserverne er indkøbt på kontrakter med lang varighed (typisk 2 til 5 år), mens andre er indkøbt via udbudsprocesser på månedsbasis, såvel som auktioner på daglig basis. Energinet.dk er i gang med en proces hvor man i højere og højere grad går over til korttidsaftaler og auktionering af reserveindkøb via dagsauktioner. Dette er illustreret i Figur 32. Man har derudover overvejelser om også at indkøbe de øvrige reserver via aftaler med kortere tidshorisont, for derved at forsøge at udvide udbuddet af reserver og sænke prisen herpå.



Figur 32 Til venstre: Energinet.dk's indkøb af manuelle reserver via dagsauktioner, 2007-08. Til højre: Totalt indkøb af reserver Februar 2008-Januar 2009.

Kilde: Markedsdata fra www.energinet.dk

Det fremgår af Tabel 26 at Energinet.dk i februar 2008 til januar 2009 betalte 753 millioner kroner for en reserve-effekt på gennemsnitligt 1.279 MWh/h. Dette svarer til cirka 0,58 mio. kr./MW/år. Fokuserer man på manuelle reserver (normal og driftsforstyrrelse) der er mere passende til at vurdere ændringer i effektreserven, er udgifterne på 0,46 og 0,22 mio. kr./MW/år.

Disse omkostninger kan sammenlignes med investerings- og faste omkostninger ved at bygge og drive helt nye anlæg. I følge Energistyrelsens Teknologikatalog¹⁸ koster et 400 MW kulfyret kraftværk 0,96 millioner kroner/MW/år hvis det afskrives over 30 år, mens en 125 MW single cycle gasturbine koster 0,36 millioner kr/MW/år, og en 40 MW koster 0,43 millioner kr/MW/år ved afskrivning over 25 år.

I ovenstående beregninger er forudsat et privatøkonomisk afkastkrav på 10 %. Der er her fraveget fra det samfundsøkonomiske afkastkrav på 6 % for at øge sammenligneligheden til de faktiske betalinger ved køb af reserver, som også må tænkes at inkludere profit. Man skal dog være opmærksom på at de faktiske betalinger ikke nødvendigvis afspejler egentlige omkostninger, men snarere en markedsbaseret pris på til-

¹⁸ "Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants", Energistyrelsen, Eltra og Elkraft System (2005).

oversbleven kapacitet. I en fuldkommen konkurrence situation bør man på langt sigt forvente at prisen afspejler afskrivningen af investeringen med et passende risikostregeret privat afkastkrav samt en justering i forhold til om marginalomkostningen til elproduktion står mål med betalingen for leveret el.¹⁹

Af sammenligningen fremgår at Energinet.dk's betaling for reserveenergiene er i nogenlunde samme størrelsesorden om det privatøkonomiske afkastkrav til en investering i mindre gasturbiner. Dette siger dog ikke noget om hvorvidt der betales "for lidt" eller "for meget" for reserven, idet konkurrencesituationen ikke kan belyses med de til rådighed stående data.

Det er også værd at sammenligne effektpriserne for opregulering med omkostningerne for afbrud via fleksibelt elforbrug. De af reserveenergiene som ikke tjener andre systemtekniske formål vil i princippet kunne erstattes af fleksibelt elforbrug, og i givet fald give anledning til besparelser. I givet fald skal mængden for det fleksible forbrug være stor og hurtig nok til at kunne modsvare et pludseligt udfald af et stort kraftværk.

Taget i betragtning at Energinet.dk's indkøb sker blandt allerede eksisterende kapacitet, kunne der således tænkes at være mulighed for omkostningsreduktioner, i fald det er muligt at øge konkurrencen på indkøbsmarkederne. Det fremgår også af figuren til venstre at Energinet.dk har øget sit brug af dagsauktioner frem for månedsauktioner. Dette kan tænkes at nedbringe omkostningerne for reservekapacitet via øget konkurrence.

8.1.4 Formindskelse af reserver

En reduktion i mængden af indkøbte reserver må forventes at øge sandsynligheden for strømafbrydelser. Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning kan de sparede omkostninger ved formindskede reserver i princippet²⁰ holdes op imod omkostningerne til de ekstra strømafbrydelser, som den mindre reserve må tænkes at give anledning til.

Der er ikke inden for nærværende projekt foretaget en egentlig beregning af konsekvenserne i form af øget sandsynlighed for afbrud af at formindske reserveenergiene. Man kan som tankeeksperiment forsøge at betragte afbrydelsen på Sjælland i 2003 som en 20 års hændelse, der er repræsentativ for systemafbrud, som kan afhjælpes med tilstrækkelige effektreserver, med andre ord: vi har indrettet forsyningssikkerheden i vores elsystem til at tage et stort nedbrud hvert 20. år.

COWI (2004) har værdisat det samfundsøkonomiske tab ved dette afbrud til 400 millioner kroner. Afskrevet over 20 år svarer dette til en forventet samfundsøkonomisk omkostning på 35 millioner kroner om året. Som tankeeksperiment kunne man være villig til at fordoble antallet af sådanne store systemnedbrud. I så fald ville der være

¹⁹ De enheder der står til rådighed som reservekraft må tænkes typisk at have et brændsel som er for dyrt til at kunne bydes ind på markedsvilkår.

²⁰ Energinet.dk's lovmæssige forpligtelser i forhold til niveauet af forsyningssikkerhed er i dag bl.a. defineret ud fra N-1 princippet

tale om 10-års hændelser. Afskrevet over 10 år svarer dette til 54 mio. kroner per år, altså en ekstra årlig samfundsøkonomisk omkostning på 19 millioner kroner for det Østdanske elområde. Med en grov tilnærmelse kan dette tal fordobles til 38 millioner kroner for at dække de forventede ekstra årlige afbrydelsesomkostningerne for hele landet ved at systemnedbrud forekommer dobbelt så ofte som i dag.

Disse 38 millioner kroner kan så sammenlignes med fx de 147 millioner kroner der årligt bruges af energinet.dk på 675 MW manuelle driftsforstyrrelsesreserver. Spørgsmålet er: Hvor mange penge kan Energinet.dk spare elforbrugerne for, hvis man formindsker effektreserverne sådan at man må forvente dobbelt så mange systemnedbrud per område som i dag? Hvis man herved kan spare mere end 38 millioner kroner om året, vil der samfundsøkonomisk set være tale om et plus, alt andet lige. Sparede man fx 225 MW (en tredjedel) af denne reserve væk (en besparelse på 49 mio. kr./år alt andet lige), og dette antagelsesvist medførte en fordobling af antallet af store systemnedbrud ville der stadigvæk være tale om en samfundsøkonomisk besparelse på 11 mio. kr. om året.

På trods af de relativt store beløb som anvendes til indkøb af reserver, kan der altså ikke umiddelbart påvises meget betydelige økonomiske besparelser ved at reducere i indkøbet af reservekapacitet, omend konklusionen afhænger meget stærkt af antagelserne om ændringen i afbrudshyppigheden.

I ovenstående betragtninger skal naturligvis tages forbehold for at beregningen er stærkt stiliseret og forenklet, og at det ikke er konstrueret med tanke på bestemte anlæg. Ydermere kan Energinet.dk ageren på markedet også tænkes at have effekt på spot- og balancemarkedspriser på el. På den ene side vil frigørelse af reservekapacitet kunne tænkes at forøge konkurrencen på elmarkedet med gennemsnitligt lavere priser som konsekvens.²¹ På den anden side kan de mindre reservemængder afstedkomme lejlighedsvist højere priser på strøm i spidslast situationer. Endelig kan en reduceret efterspørgsel efter reservekraft også påvirke investeringsbeslutninger i ny kapacitet. Denne effekt kan formentlig føre til både flere eller færre nyinvesteringer, afhængigt af hvilke af de to korttidseffekter nævnt ovenfor der bliver mest fremherskende.

I ovenstående er gennemgået omkostningerne til effektreserver, mens det har vist sig vanskeligt at opgøre fordelene ved størrelsen af indkøbet, idet det ikke umiddelbart kan beregnes hvor mange afbrud en mindre reservekapacitet kunne have givet anledning til.

I fald man fra politisk hold ønsker at gennemføre trin 1 i en markedsgørelse, vil det være oplagt at Energinet.dk regelmæssigt sammenholder omkostninger til effektreserver med konsekvenserne af at ændre på det valgte niveau for disse reserver. Trin 2 i markedsgørelsen ville være at Energinet.dk ændrede på mængden af reserver for at tilpasse omkostningerne til de samfundsmæssige fordele ved det valgte forsynings-sikkerhedsniveau.

²¹ Dette afhænger af om den typiske reservekapacitet er konkurrencedygtig på markedsvilkår givet det virkningsgrad og det anvendte brændsel.

På indkøbssiden (dvs. sammensætningen af reservekapaciteten frem for mængden) er Energinet.dk nået ganske langt, idet man indkøber reserveeffekt via offentlige udbud. I ud fra økonomiske principper er der ikke noget der hindrer at forbrugere af strøm byder ind på opreguleringskontrakter i form af afbrudt forbrug inden for dette system. I så fald vil der være tale om en fuld markedsgørelse af udbudssiden helt til trin 5.

8.2 Case B: Transmissionsnettets tilstand

Energinet.dk ejer og administrerer det danske el-transmissionsnet. Rygraden i transmissionsnettet er 400 kv transmissionslinierne, som knytter landet sammen samt forbinder Danmark til Norden og Europa.

I denne case gives et bud på besparelser og omkostninger forbundet med at "forlænge" levetiden på 400 kv netværket. Med "forlænge" menes, at kablerne afskirves over en længere periode, og at man dermed også hæver den gennemsnitlige alder på det fysiske netværk. De reducerede årlige omkostninger til netværket ved den længere levetid bliver modvirket af en forhøjet fejlfrekvens på det aldrende netværk.

De følgende beregninger relaterer sig primært til trin 2 af de fem trin mod markedsgørelse beskrevet i afsnit 4.13. Der bliver altså gjort et forsøg på at kvantificere hvad det koster at opretholde det nuværende niveau for forsyningssikkerheden.

Luftledninger	Landkabler	Søkabler
1,180	228	163

Tabel 28: 400 kv ledninger ejet af Energinet.dk (Dansk Energi).

Tabel 28 viser længden af Energinet.dk's 400 kv netværk fordelt på typer. Tilsammen råder Energinet.dk således over knap 1400 km 400kv kabler og ledninger.

Det må forventes at nye investeringer i netværket vil fokusere på kabellægning ligesom på de lavere spændingsniveauer. Tabel 29 angiver størrelsesordenen for investeringer i 400 kv kabler. Investeringsomkostningerne er angivet både for den ældre AC teknologi og den nyere HVDC teknologi. For AC kabler gælder, at investeringerne er næsten proportionale med længden af kablet. HVDC kræver derimod nogle store transformatorstationer i begge ender, hvilket gør lange strækninger relativt mere lønsomme.

		400 kv AC		HVDC	
		Luft	Kabel	Klassisk (kabel)	Ny (kabel)
Kapacitet	MW	2000	600	600	550
50 km	Mio kr.	290	515	1500	1400
100 km	Mio kr.	550	990	1900	1675
200 km	Mio kr.	1050	1940	2600	2250
300 km	Mio kr.	1550	2900	3300	2800

Tabel 29: Priser på 400 kv kabler og luftledninger

www.climateminds.dk/ressourcerum/energisystemer/eltransmissions-teknologier/

Levetiden for et 400 kv kabel er i dag 50 år. I Tabel 30 beregnes konsekvensen af at strække denne levetid til 60 år. I første omgang giver det en årlig besparelse i form af

lavere afskrivninger. Mod dette skal vejes en øget fejlhyppighed samt eventuelle øgede omkostninger til vedligehold.²² Desværre har det ikke været muligt at finde pålidelige kilder til fejlhyppigheden på denne type kabler, samt konsekvenserne ved at forlænge levetiden.

Kabeltype	Investering mio kr	Årlig omkostning mio kr Levetid år		Fejlhyppighed Levetid år		Besparelse mio kr/år	Omkostning fejlhyppighed
		50	60	50	60		
Luft	6406	406	396			10	
Kabel - land	2255	143	140			4	
Kabel - sø	2975	189	184			5	

Tabel 30: Konsekvensberegning af at benytte kabler ud over deres tekniske levealder
www.climateminds.dk/ressourcerum/energisystemer/eltransmissions-teknologier/ samt
www.energinet.dk/da/menu/Transmission/Elanl%C3%A6g/Elanl%C3%A6g.htm

Det kan konkluderes at en forlængelse af levetiden på kablerne fra 50 til 60 år vil give en besparelse på samlet set 19 millioner kroner om året i fravær af behov for øget vedligeholdintensitet. Dette skal sammenlignes med at strømafbrydelsen i 2003 anslås at have kostet 35 mio. kr.

Ved at forlænge levetiden på 400 kv netværket øges fejlhyppigheden, så strømafbrydelser som i 2003 vil forekomme hyppigere. De 19 mio. kr. om året man sparer ved at forlænge levetiden er dog et ganske betydeligt beløb i forhold til de 35 mio. kr. om året for 2003 afbrydelsen. Derfor må det antages, at stigningen i fejlhyppigheden på netværket ved en forlængelse af levetiden kan være ganske betydelig før de 19 mio. kr. om året, modsvares af et tilsvarende samfundsøkonomisk tab. I praksis vil en levetidsforlængelse i mange tilfælde skulle angå nylagte jordkabler, da der for nyligt er stillet politisk krav om en væsentligt øget brug af jordkabler.

Ved at relatere de forventede besparelser ved en forlængelse af levetiden med de forventede samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med strømafbrydelser har denne case taget et spædt skridt frem mod trin 3 af de 5 trin til markedsgørelse. Trin 3 handler om at finde et samlet optimalt niveau for forsyningssikkerhed.

8.3 Case C: Distributionsnettets tilstand

De tre regionale distributionsnet, der tilsammen forsyner København, Frederiksberg og Nordsjælland omfatter ca. 20.000 km luftledninger og kabler samt ca. 10.000 transformatorstationer. Tilsammen leverer dette netværk strøm til ca. 970.000 forbrugssteder.

I 2003 påbegyndtes en omfattende reovering af distributionsnettet, der indebærer kabellægning af hen ved 4.000 km luftledning. Når reoveringen er gennemført vil

²² Beregningen tager ikke højde for øgede omkostninger til vedligehold for at opnå en uændret driftssikkerhed. Dette er dog netop en pointe at tankeeksperimentet kigger på en reduceret driftssikkerhed.

99% af distributionsnettet i København, Frederiksberg og Nordsjælland være nedgravet. Et af hovedargumenterne for denne kabellægning er at netværket bliver mindre sårbart over for stormskader.

De følgende beregninger relaterer sig primært til trin 2 af de 4 trin mod markedsgrørelse beskrevet i afsnit 4.13. Der bliver altså gjort et forsøg på at kvantificere hvad det koster at opretholde det nuværende niveau for forsyningssikkerheden.

For at beregne omkostningen forbundet med at øge forsyningssikkerheden er det nødvendigt at rense for eventuelle driftsøkonomiske besparelser forbundet med kabellægningen, fx mindre vedligehold.

Da alle nye investeringer i distributionsnettet tager udgangspunkt i kabler, findes der ikke tilgængelige omkostningsdata for investeringer i luftledninger. Derfor bliver alternativet til en fuldkommen kabellægning i dag, en løbende kabellægning efterhånden som luftledningerne nærmer sig deres naturlige udskiftningsalder.

Besparelsen ved en løbende udskiftning er altså alene udskydelsen af investeringen for de dele af luftledningsnettet som ikke bliver udskiftet med det samme. Det betyder, at i perioden frem til den sidste luftledning er udskiftet vil den gennemsnitlige investeringsomkostning for en km kabel ved løbende udskiftning være halvdelen af den gennemsnitlige investeringsomkostning for en km kabel ved udskiftning af alle luftledninger med det samme.

Restlevetiden for luftledningerne er skønsmæssigt ansat til 5 år som et tentativt gennemsnit. Om dette er dækkende i forhold til den konkrete virkelighed i den nordøstsjællandske forsyningsområde er svært at sige uden adgang til meget virksomhedsspecifikke data, og resultaterne skal tages med forbehold herfor. Ud fra en samfundsøkonomisk betragtning bør man endvidere alt andet lige lave en konkret beregning for hvert enkelt stykke luftledning og træffe beslutning herudfra. Der kan dog være andre forhold (f.eks stordrift eller generel teknisk opgradering) som begrunder at enkelte stykker bør udskiftes på trods af at det ikke er restlevetiden som berettiger hertil.

	Straksudskiftning	Løbende udskiftning
Restlevetid, år	40	5
Investering kr/km	1.175.000	1.028.125
Annuiseret investering kr/km/år	75.645	66.190
Vedligehold jord/luft kr/km/år	8.000	10.000
Vægtet vedligehold kr/km/år	8.000	8.250
Samlet omkostning kr/km/år	83.645	74.440
Besparelse kr/km/år	-9.206	
Samlet besparelse kr/år	-36.822.703	
Forbrugssteder berørt	204.842	
Besparelse kr/forbrugssted/år	-180	

Tabel 31: Beregning af besparelse per forbrugssted som følge af kabellægning (Investeringsomkostninger og driftsomkostninger samt levetid er overslag, og tjener kun illustrative formål).

* Der er antaget en markedsrente på 10%

Tabel 31 viser, at kabellægning overslagsmæssigt kan koste den enkelte bruger ca. 180 kr om året. Det er merudgiften, der skal holdes op mod den forventede ulempe

ved afbrud som følge af orkaner og lignende hændelser. Det har desværre ikke været muligt at forfølge denne sammenligning, som ellers ville spille ind til trin 3 af de 4 trin mod markedsgørelse.

Der er et par vigtige underliggende antagelser, som bør diskuteres. For det første kan det være, at luftledningerne er ældre end antaget. Det vil sige at flere af luftledningerne bør udskiftes allerede i dag eller inden for få år. Dermed bliver besparelsen ved at udskyde udskiftningen mindre (og dermed også meromkostningen for tilslutningsstedet). For det andet, er det antaget, at forbrugsstederne fordeler sig jævnt over hele netværket. Dette er dog formentlig ikke tilfældet, da de tættest befolkede områder som Frederiksberg og indre København allerede er kabellagt. Der er altså god grund til at tro, at antallet af forbrugssteder per km luftledning er væsentligt lavere end gennemsnittet for hele det nordsjællandske distributionsnetværk.

De to antagelser trækker i hver sin retning i forhold til beregningerne i Tabel 31. Hvis luftledningerne er i dårligere stand end antaget vil det betyde lavere omkostninger per forbrugssted ved udskiftning i dag. Hvis restlevetiden for luftledninger var 2 år i stedet for 10 år, vil udskiftning her og nu kun koste ca. 72 kr. per forbrugssted per år.

Hvis der er færre forbrugssteder per km luftledning end gennemsnittet for hele distributionsnettet, vil omkostningen ved kabellægning nu og her per forbrugssted stige i forhold til Tabel 31. Hvis forbrugsstederne fordeler sig jævnt over netværket vil ca. 21 % af forbrugsstederne få el i luftledninger. Antager man i stedet, at kun 15 % af forbrugsstederne får el fra luftledninger vil omkostningen per forbrugssted ved udskiftning her og nu være ca. 252 kr. per forbrugssted per år.

En vigtig effekt af kabellægning er at man i højere grad undgår at store områder står uden strøm i længere tid i forbindelse med orkaner, fordi reparationsarbejdet er så omfattende at ikke alle kunder kan genforsynes inden for få timer, og hvor nogle først genforsynes efter dage. Omkostningen kan således betragtes som en forsikring mod langvarige afbrud, der som udgangspunkt må formodes at have forholdsmæssigt langt større nytte for forbrugerne end afbrud af få timers varighed. Der er dog ikke tilstrækkeligt datagrundlag til at beregne betalingsvilligheder for afbrydelser af denne størrelse.

Dansk energi fører statistik for hyppigheden af afbrud på forskellige segmenter af det danske transmissions og distributionsnet. Ifølge statistikken står 400 kV nettet for under 0,5 % af alle afbrydelser. I modsætning hertil sker 77 % af alle afbrydelser på mellemspændingsnettet (6-25 kV).

For at opnå en optimal udnyttelse af de resurser der bliver brugt på forsyningssikkerhed, er det afgørende, at alle dele af el-forsyningen har det samme niveau af forsyningssikkerhed. Det nytter ikke noget at der er 100% sikkerhed for effekttilstrækkelighed, hvis distributionsnettet ofte bryder sammen. Det er derfor oplagt at sammenligne Dansk Energis tal for kundeafbrud fordelt på spændingsniveau med andelen af km kabel/ledning i samme spændingsgrupper. Dette vil kunne give en første indikation på behovet for at omfordele resurser til forsyningssikkerhed.

	400 kV	70-170 kV	25-70 kV	6-25 kV	0.4 kV
Luft	1.180	4.083	5.737	6.710	7.112
Kabler	391	644	2.893	55.433	87.343
Andel af samlede km ledning/kabel	1%	3%	5%	36%	55%
SAIDI	0%	4%	9%	76%	11%
SAIFI	0%	5%	12%	77%	6%

Tabel 32: Længden af dansk el- transmissions og distributions ledninger (Dansk Energi).

Tabellen viser, at især mellemspændingsnettet (6-25 kV) har en væsentlig højere andel afbrydelser end nettets længde burde tilsige. Det vil sige, at i forhold til niveauet af forsyningssikkerhed på resten af nettet er investeringer i distributionsnettet som anslået i Tabel 31 formentlig fuldt berettiget. Denne beregning siger dog intet om hvorvidt det samlede system har for høj eller for lav forsyningssikkerhed (trin 3).

9 Ordforklaring, definitioner og anvendte forkortelser

Begreber og afbrydelsesstatistik:

Forsyningssikkerhed: Bred definition omfattende tilstrækkelighed og tilgængelighed

Tilstrækkelighed: Tilstrækkelig kapacitet af produktion, transmission og distribution i forhold til forventet efterspørgsel og transmissions/distributionsbehov

Leveringssikkerhed: Sandsynlighed for at el leveres fra producent til forbruger givet der er tilstrækkelig kapacitet = Tilgængelighed: Sandsynlighed for at kunne få leveret strøm til et givent tidspunkt uanset prisen

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, Afbrydelsers varighed pr kunde pr år i gennemsnit.

CML: Customer Minutes Lost

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, Afbrydelsers antal pr kunde pr år i gennemsnit.

MAIFI: Monetary Average Interruption Frequency Index, Korte afbrydelser varighed pr kunde pr år i gennemsnit i CEER rapporten

ENS: Energy Not Supplied

AIT: Transmission, afbrydelsers varighed pr kunde pr år i gennemsnit

VOLL: brugt i flæng som Value of Lost Load og Volume Of Lost Load

10 Referencer

Abbot, M. (2001): Is the Security of Electricity Supply a Public Good? The Electricity Journal, August/September 2001, p. 31-33.

Ajodhia V., Petrov K., Scarsi G., Franken B. (2006a): Experience with regulation of network Quality in Italy, the UK and the Netherlands. Electrical Power Quality and Utilization Magazine Vol. II, No. 1, 2006

Ajodhia V., Schiavo L.L., Malaman R (2006b): Quality regulation of electricity distribution in Italy: an evaluation study, Energy Policy 34, p. 1478-1486.

Andersen, F.M.; Jensen, S.G.; Larsen, H.V.; Meibom, P.; Ravn, H.; Skytte, K.; Tøgeby, M. (2006): Analyses of demand response in Denmark. Risø-R-1565(EN)

Belmans R (2003): Liberalization of electricity market scrutinized Power Quality. A report from the World Forum on Energy Regulation.

Boisvert and Neenan (2003): Social Welfare Implications of Demand Response Programs in Competitive Electricity Markets, LBNL-52530, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California Berkeley (omhandler bla. forsikringstankegangen)

CEER (2005): Third benchmarking report on quality of electricity supply, C05-QOS-01-03 Final Version: 6-December-2005

de Noij, M., Koopmans C., Bijvoet, C. (2007): The value of supply security, The costs of power interruptions : Economic input for damage reduction and investments in networks. Energy Economics (29), p. 277-295.

Egenhofer C. et.al. (2004): Market-based options for security of energy supply NOTA DI LAVORO 117.2004

Energimarknadsinspektionen (2006): Utveckling av netpriser 1 januari 1997 - 1 januari 2006

Energistyrelsen (2007): Forsyningssikkerhed i lokale net, Januar 2007

Energitilsynet (2006): Udmelding af indtægtrammer for 2006 og 2007, Energitilsynet 4. december 2006

Euroelectric (2006): Euroelectric's Views on: Quality of electricity distribution network services. Working Group on distribution, 7 December 2006, 2006-233-0012

Gammelgard M. og Solver T., (2004): The network performance assessment model as a regulatory tool: – focusing on objectives and goals powersystems. tkk.fi/nordac2004/papers/nordac2004_gammelgard_et_solver_paper.pdf

Hamachi Kristina LaCommare, Eto, Joseph H. (2004): Understanding the cost of power interruptions to US electricity consumers. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-55718.

Hogan, William W. (2005): On an “Energy only” electricity market design for resource adequacy. Cambridge 02138.

Iyer, Ananth V. (2003): A Postponement Model for Demand Management. Management Science 49(8)

Joskow P., Tirole J. (2004): Reliability and competitive electricity markets. MIT Department of Economics Working Paper No. 04-17

Joskow P., Tirole J. (2006): Reliability and competitive electricity markets. revideret version

Joskow P. L. (2006): Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission networks, MIT January 2006

Klima- og Energiministeriet (2010): Energiforsyningssikkerhed. Redegørelse om forsyningssikkerheden i Danmark

Mas-Colell, A., Whinston, M., and Grenn, J. (1995): Microeconomic Theory, Oxford University Press, New York, First Edition

Morthorst, P.E.; Jensen, S.G.; Meibom, P. (2004): Investering og prisdannelse på et liberaliseret elmarked. Risø-R-1519(DA)

Møller Andersen, F., Jensen, S.G., Larsen, H.V., Meibom, P., Ravn, H., Skytte, K., Tøgeby, M., (2006): Analyses of demand response in Denmark. Risø-R-1565(EN)

Nordreg (2006): Nordic Market Report 5/2006

Oren Shmuel S and Doucet Joseph A. (1990): Interruption insurance for generation and distribution of electric power Journal of Regulatory Economics Volume 2, Number 1 / March, 1990, p. 5-19.

Oren, Shmuel (1993): Priority pricing of interruptible electric service with an early notification option. The Energy Journal, April 1993

Oren, S. (2000): Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets, VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Curitiba, Brazil.

Rochlin, C. (2004): Resource Adequacy Requirement, Reserve Margin, and the Public Goods Argument, The Electricity Journal, April 2004, p. 52-59.

Ross Baldick, Sergey Kolos, Stathis Tompaids (2006): Interruptible Electricity Contracts from an Electricity Retailer's Point of View: Valuation and Optimal Interruption, Operations research Vol. 54, No. 4, July 2006, pp. 627-642

Schiavo, L.L. (2006) The use of standards and incentives in quality regulation. The 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems June 11-15, 2006 Stockholm. www.pmaps2006.org/pdf/workshops/1B/Workshop1B-Schiavo.pdf

Stoft, S. (2002): Power System Economics, IEEE Press Wiley Interscience, First Edition.

Sørensen, E. Moll., (2005): Indtægtsrammeregulering i den danske elreform, akf November 2005.

Utilities Bulletin (2006): Power cuts – know your rights. Martineau Johnson January 2006.

Økonomi og Erhvervsministeriet (2004): Bekendtgørelse nr 1520 af 23/12/2004, Bekendtgørelse om indtægtsrammer

Samdal K, Mogstad O, Seljeseth H, (2007): Utvidelse av KILE-ordningen ved inkludering av kortvarige avbrudd (TR A6517) SINTEF april 2007 112 p. webb2.nve.no/FileArchive/88/Utvidelse%20av%20KILE-ordningen%20Sintef%20rapport.pdf

11 Bilag 1: Regulering af distributionsselskaber i en række lande

Dette afsnit redegør for den form for regulering af netselskaber, der er indført i en lang række EU lande og Norden. Der er tale om en kombination af effektivitets- og kvalitetsregulering. Der er ikke tale om en markedsførelse af forsyningssikkerhed, men indførelse af økonomiske incitamenter overfor netselskaberne til at opretholde eller forbedre den gennemsnitlige leveringssikkerhed overfor deres kunder.

Først gennemgås den generelle regulering af distributionsselskabernes kvalitet, der primært er indført via kvalitetsjustering af indtægtsrammeregulering. Herefter følger en gennemgang af kompensationsordninger til kunder, der har et noget mindre omfang målt på de økonomiske konsekvenser for distributionsselskaberne.

Gennemgangen er primært baseret på benchmarking rapporten fra CEER, 2005 kapitel 2., Euroelectric (2006) og Ajodhia V. et al., 2006a og 2006b.

Der er implementeret incitamenter på systemniveau til forbedring/opretholdelse af leveringssikkerhed i en række af EU-landene (ifølge CEER i 8 ud af 19 dækkede lande for distribution). Dette er begrundet i øget vægt på ”price-cap” regulering af distributionsselskaberne/-ydelsen og frygt for at dette giver incitament til at reducere leveringssikkerheden (kvaliteten). I EU er der udover de i CEER rapporten nævnte lande også kvalitetsregulering i Holland.

Det generelle argument for regulering har været at *forbedre* leveringssikkerheden (reducere antallet af og varigheden af afbrydelser pr kunde) og i Norge og Sverige at opretholde et socialt acceptabelt niveau for leveringssikkerhed. Der har kun i begrænset omfang været argumenteret for, at forbedringen af leveringssikkerhed var en vel-færdsomæssig forbedring.

Den anvendte indtægtsramme regulering udnytter kvalitetsindikatorerne for primært leveringskontinuitet i form af SAIDI, SAIFI og i enkelte tilfælde ikke leveret energi ENS.

Der er i forskellig grad indbygget økonomisk belønning for at forbedre kvalitetsmålene over tid eller opretholde en given målsætning. I de fleste tilfælde er der tale om omfordeling mellem selskaber, der overopfylder målsætninger og dem der underperformer. Det kan også foretages som justering af de regulerede indtægtsrammer for selskaberne.

Den umiddelbart problematiske effekt heraf er at selskaber der underperformer får reduceret indtægtsrammer og dermed i nogle tilfælde muligheden for at investere i sikkerhedsfremmende aktiviteter. Reguleringen er effektiv i det omfang at selskaberne tilpasser sig til de opstillede mål, og der dermed kun gennemføres mindre omfordelinger og justeringer af indtægtsrammer.

For transmission er det kun få af landene, der har incitamentsprogram (England, Norge, Ungarn og konkrete planer i Italien).

Regulering af leveringskvalitet i en række lande

Italien

Her er et omfattende og ambitiøst system indført i 2000 med en skønnet succesfuld indvirkning på kontinuitetsindeksene. Italien har reduceret et højt niveau for afbrydelser samt fået reduceret en betydelig regional forskel i leveringssikkerhed.

Italien benytter en benchmark, der skål nås, hvorefter overskridelser (årligt) resulterer i indbetaling til fond, der igen udlodder til dem, der performer bedst i forhold til benchmark. Der er indbygget årlige krav til forbedringer og disse er specifikke for geografiske regioner i Italien. Det er hensigten, at denne regulering skal være udgiftsneutral for forbrugere og selskaber som helhed. Dette foregår ved at en evt manko fra højere incitamentsudbetalinger i forhold til betaling fra underperformende selskaber finansieres ved en forhøjelse af den nationale netbetalings tarif.

Reguleringen gennemføres over 4 årige perioder, hvor 2. periode 2004-2007

For en mere detaljeret gennemgang se Ajodhia et al. 2006a og 2006b.

Norge

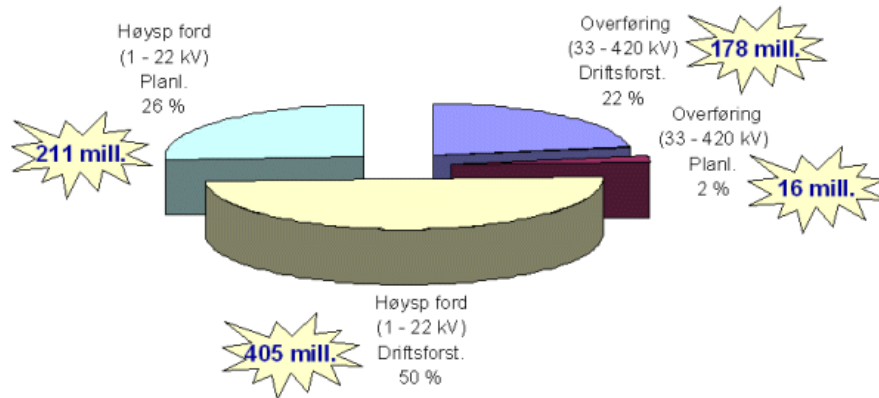
Norge har en ret lang tradition for regulering af distributionsselskaberne med indtægtsrammer. Både for distributions og transmissionsselskaber er der i dag incitamentsregulering. Der benyttes (ENS) ikke leveret energi som basis for justering af indtægtsrammer med udgangspunkt i opgørelse for de enkelte selskaber. Reguleringen har været gennemført over 5 årige perioder, således at selskaberne indenfor perioden har haft mulighed for at profitere af effektivitetsforbedringer. Indtil 2006 var der kun effekt på tarif ved forventning om fremtidig afvigelse mellem afbrydelsesomkostninger og den fastsatte målsætning. Fra 2007 skal alle selskaber justere tarif efter opgørelse af performance, så indtægtsrammen justeres med afvigelsen året før. Der udmeldes årligt indtægtsrammer baseret på justering med omkostningsindeks, elpriser mv. Målsætningen for at inkludere kvaliteten i indtægtsrammerne er en opretholdelse af et socialt acceptabelt niveau for leveringssikkerhed.

KILE står for kvalitetsjusterede indtægtsrammer ved ikke leveret energi. Distributionsselskaberne blev ved indførelsen forlods godskrevet den forventede nedjustering af indtægtsrammen som følge af de tidligere gennemsnitlige afbrud. Derved opnås umiddelbart et fuldt incitament til at mindske mængden af tabt energi og dette har også været erfaringen efter indførelsen af reguleringen. Den store fokus på tabt energi frem for leveringskontinuitet (SAIDI) som i mange af EU landene medfører at der er større incitament til at behandle store og små kunder forskelligt, hvorfor man altså senest har valgt at supplere med en omfordeling mellem kunderne i form af kompensationsordning for langvarige afbrud. Den norske ordning adskiller sig fra en del af de øvrige ved at skelne mellem varslede og ikke varslede afbrud. Endvidere er der mulighed for at selskaberne bilateralt med fx store virksomheder kan indgå kompensationsaftaler for afbrud, således at disse så efterfølgende trækkes ud af KILE regnskabet. Indtægtsrammereguleringen er baseret på benchmarking af selskaberne i form af DEA.

I den nuværende version af KILE indgår kun de langvarige afbrud dvs > 3 min, men der er forslag om at inkludere kortvarige afbrud i ordningen fra 2009, da der også er fundet at være store omkostninger forbundet med disse afbrydelser i Norge (Samdal et. al. 2007). For alle afbrud opgøres ikke leveret energi på basis af standardlastprofi-

ler for forbrugergrupperne og afbruddene opgøres i reguleringen på baggrund af satsen for 26 forskellige forbruger grupper. Det er bemærkelsesværdigt, at der er endog meget stor forskel mellem satsen for industri og satsen for husholdninger, der kun takseres til 1/8 del af taksten for industri. I perioden 1996-2001 har beløbet via KILE ordningen været gennemsnitligt 810 mio NOK, som gengivet i Figur 33 fra SINTEF.

KILE fordelt på nettnivå, gennemsnit 1996 – 2001, 810 mill kr pr år

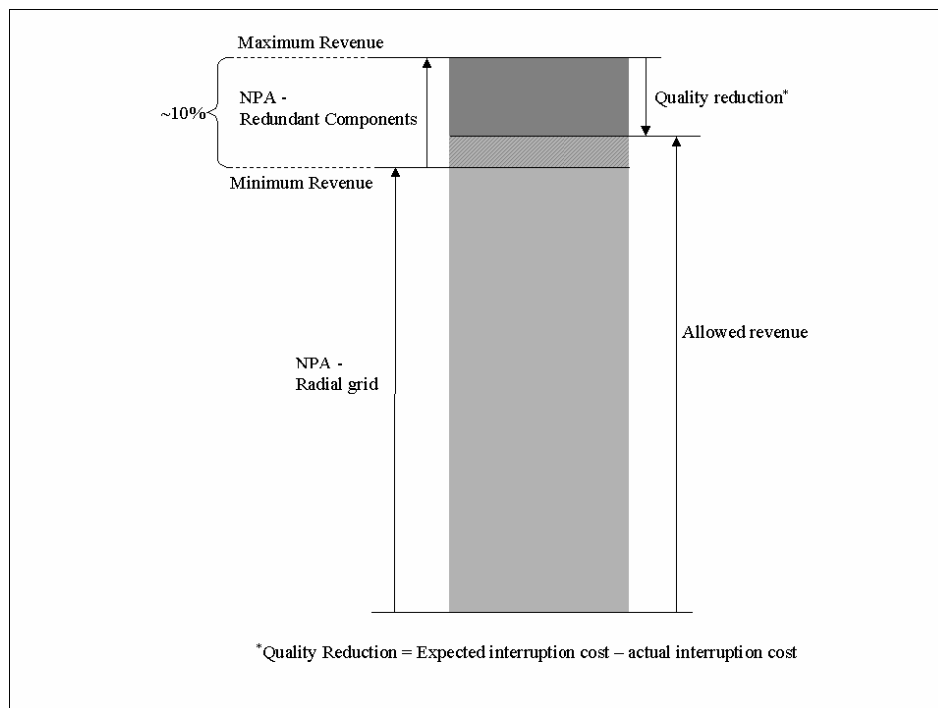


Figur 33: Regulering af indtægtsrammer i norsk KILE ordning (gengivet fra: <http://www.energy.sintef.no/prosjekt/KILE>)

Sverige

Den svenske regulering indeholder tilsvarende incitamenter baseret på forskel mellem forventede afbrydelsesomkostninger og faktiske. Der baseres på SAIDI og SAIFI for hver enkelt selskab og forventede omkostninger for hvert selskab opgøres fra en reference netværks model.

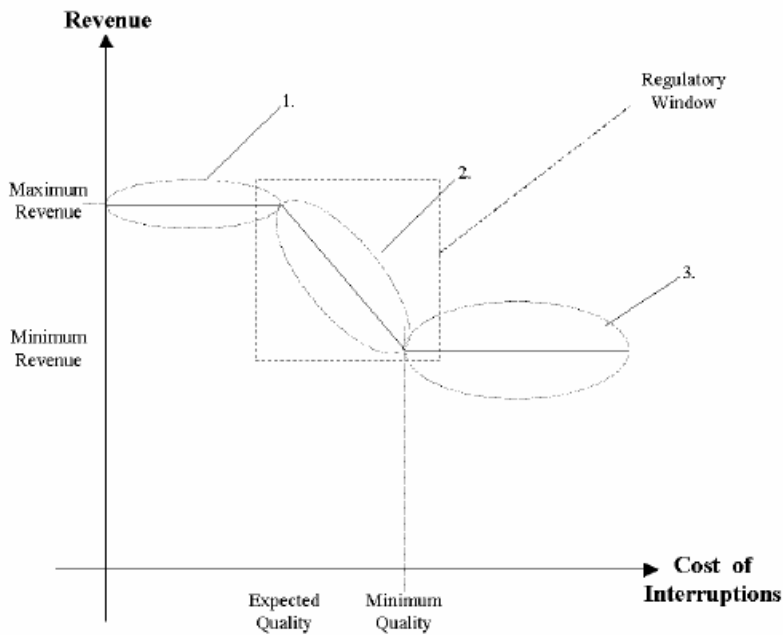
Denne model benævnes Network Performance Assessment Model (NAPM) og har været under udvikling siden 1998, se Gammelgaard og Solver (2004). NAPM skal anvendes til reguleringen af 175 distributionsselskaber i Sverige.



Figur 34: Network Performance Assessment Model (kilde: Gammelgaard og Solver, 2004)

Den gængs figur illustrerer hvorledes en underopfyldelse af det individuelle kvalitetsmål for distributionsselskabet reducerer indtægtsrammen i en senere periode. Den skitserede 10% maksimum justeringsramme er noget større end det, der gælder for de øvrige lande med denne type regulering, som oftest er $\pm 2\%$ af indtægten.

Gammelgaard og Solver refererer en kritik af den udformede svenske regulering i 2004. Dette bygger på testkørsler hvor distributionsselskaberne er grupperet efter den reguleringsmæssige placering. Ifølge denne test vil gruppe 1 i Figur 35 indeholde 10% af selskaberne, der således har et vist incitament til at opretholde deres kvalitet. 20% af selskaberne vil befinde sig i gruppe 2, hvor der er incitament til at opretholde eller forbedre kvaliteten. Derimod befinder 70% af selskaberne sig i gruppe 3 på et niveau, hvor de ikke opfylder minimumskvaliteten sat individuelt for dem. De vil dermed umiddelbart have et incitament til at forbedre deres performance, men hvis de befinder sig langt fra minimumskvaliteten vil forbedring af kvalitet kræve store investeringer. Da samtidig der er meget betydelig variation og usikkerhed på effekten af investeringerne vil en skønnet gruppe på 50% af selskaberne ikke have noget reelt incitament til at investere i forbedring af forsyningssikkerhed, da sandsynligheden for at de når over minimumskvaliteten ikke er tilstrækkelig stor. Gammelgaard og Solvers overvejelser leder således til at benchmarking af selskabernes kvalitetsperformance er vanskelig når forholdene er meget forskellige og minimumskvaliteten sættes for restriktivt.



Figur 35: NAPM model test af regulerede distributionsselskaber i Sverige (gengivet fra Gammelgard og Solver, 2004)

England

England benytter specielle indikatorer for afbrydelser (antal afbrydelser pr 100 kunder, samt gennemsnitligt antal minutter tabt pr kunde). Der er adgang til at fradrage ekceptionelle begivenheder fra indikator beregningen. Planlagte afbrydelser vægter kun halvt i forhold til uplanlagte afbrydelser. Reguleringen gennemføres i forhold til de 14 store distributører. Der er kun marginal forbedring i baseline, men en konvergensmekanisme mellem selskaberne, skal sikre at dem med ringest performance gennemfører forbedringer over reguleringsperioden. Kunder i hvert distributionsselskab bærer den fulde finansielle reduktion eller belønning fra opgørelsen i modsætning til fx Italien.

Irland

Har regulering med et mål for forbedring af kvalitet, men der er kun et distributions-selskab i landet.

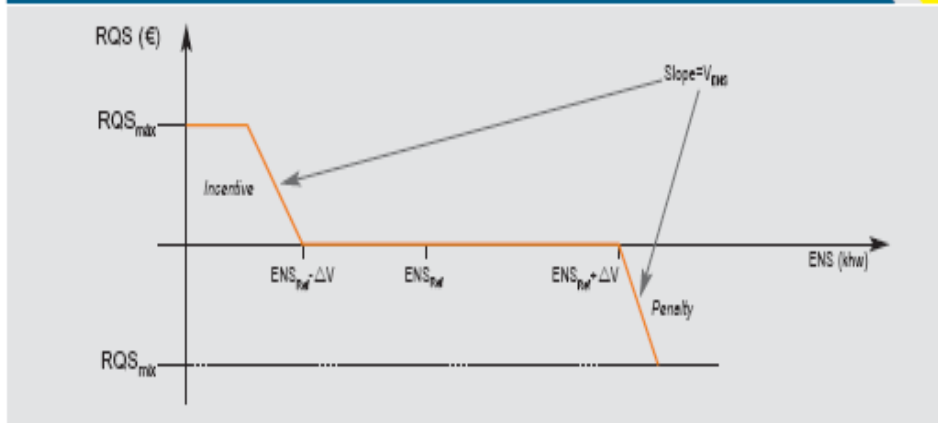
Tyskland

Bundesnetzagentur har foreslået incitamentregulering, der inddrager kvalitet fra 2008. Status for dette forslag er ikke helt klart. (Euroelectric, 2006)

Portugal

I Portugal er der indført incitament/betaling baseret på ENS. Indtægtsrammen justeres med et beløb opgjort som faktisk ENS i forhold til en målsætning for ENS og med en værdi på 1.5€/kWh. Maksimalt justeres op eller ned med 5 mill €. Målsætning for ENS i 2005 er $0.0004 \times \text{total el leveret}$. Lidt problematisk gennemføres reguleringen baseret på forrige og ikke sidste års performance.

FIGURE 2.1 PORTUGUESE INCENTIVE SCHEME



Figur 36: Portugisisk indtægtsrammejustering (kilde: CEER, 2005)

Figuren viser justeringen af indtægtsrammen for den portugisiske distributør. Dette system er i princippet som det svenske, men der er ikke behov for at benchmarke, da der kun er en distributør. Herved haves umiddelbart niveauet for forsyningssikkerhed (målt ved ENS, ikke leveret energi) og målsætningen kan arbitrært sættes i forhold til denne. Reguleringen inkluderer et "dead band" omkring et neutralt niveau, der ikke medfører justering af indtægtsrammen. Først hvis ikke leveret energi reduceres til et givent lavt niveau reguleres indtægtsrammen proportionalt forbedringen udover dette niveau. Dette sker indtil maksimalt regulering nås, hvorefter der ikke er yderligere incitament til kvalitetsforbedringer. Systemet er symmetrisk således at reduktionen af indtægtsrammen først gennemfører når kvaliteten er forringet udover en hvis neutral ramme.

Ungarn

Ungarn har incitamentsregulering, der inkluderer kvalitet til at modvirke effekten af price cap reguleringen. Der anvendtes indtil 2005 et meget bredt spektrum af indikatorer og en 3 årig rullende reguleringsperiode. Fra 2006 er dette reduceret til 3 indikatorer. For alle 6 distributionsselskaber er der tale om en målsætning for SAIDI med en løbende reduktion, mens de øvrige indikatorer holdes konstant. En form for benchmarking stiller forskellige krav til forbedringen i SAIDI for selskaberne, således at de dårligste har de største krav til forbedring. Incitamentet udløser positiv regulering ved 5% overopfyldelse samt negativ regulering ved 10% underopfyldelse. Dette er således et relativt stort "dead band" sammenlignet med de øvrige lande.

Holland

Holland har ligeledes incitamentsregulering, men dette er ikke dækket af CEER rapporten. Ajodhia 2006a redegør for hollandske erfaringer. Fra 2005 indførtes et incitamentssystem baseret på individuelle målsætninger for distributionsselskaberne. Kvalitet for det enkelte selskab blev initialt fastsat og derefter baseres individuelle krav til kvalitetsmål på den initiale kvalitet med en fælles krav til udvikling i kvalitet ud fra de mest effektive selskabers.

USA

I USA er der ligeledes indført diverse incitamentter til sikring af udvikling i kvalitet af elforsyning. Massachusetts (Joskow, 2006). Denne kvalitetsregulering er ligesom den engelske baseret på hyppighed af afbrydelser og samlet varighed af afbrydelser. Incitamentterne er symmetriske og med et "dead band" for performance, hvor der ikke foretages finansiell regulering. Dette afvigelsesbånd er opgjort ud fra en historisk variation omkring gennemsnitlige værdier for afbruds-hyppighed og –varighed. Der anvendes et glidende gennemsnit for den centrale målindikator. Endvidere er der loft over max gevinst og tab på +/- 2% af transmissions og distributions provenuer.

Reguleringen foretages dog på grundlag af en samlet kvalitetspakke, hvor de ovenfor nævnte indikatorer indgår på linje med andre serviceydelser (svar på tlf. henvendelse, fejl i opkrævninger mv.) samt sikkerhedsindikatorer. I den samlede opgørelse indgår afbrydelserne med en vægt på 45%. Der er ikke umiddelbart indbygget nogen forbedring i den centrale målindikator, så fokus er på opretholdelse af et acceptabelt niveau.

Der findes endvidere incitamentsregulering i Australien (Victoria) baseret på individuelle standarder for kvalitet.

Sammenligning af satser anvendt i reguleringen

I flere tilfælde er opgørelsen af beløbet til regulering af indtægtsrammer eller tarif baseret på opgørelse af forbrugernes betalingsvillighed. Undersøgelser er gennemført i bl.a. England, Norge og Sverige. Det kan dog undre at de resulterende satser i nedenstående Tabel 33 er så forskellige.

	Husholdninger	Erhverv	Max virkning
Ungarn	Ikke opgjort på energi		ikke begrænset, ingen symmetri
Portugal	1.5 €/kWh		+/- 5 mill. € symmetrisk
Irland	7.2 €/kWh		+/- 4% symmetrisk
England	4.18 €/kWh		+/- 3% symmetrisk
Italien	10.8 €/kWh	21.6 €/kWh	symmetrisk
Norge uvarslet varslet	0.96 €/kWh 0.84 €/kWh	7.90 €/kWh 5.51 €/kWh	symmetrisk
Sverige uvarslet varslet	Byområde 12 €/kWh Byområde 8.6 €/kWh	Land 7.4 €/kWh Land 5.2 €/kWh	symmetrisk

Tabel 33: Sammenligning af satser anvendt i indtægtsramme regulering (kilde CEER, 2005 tabel 2.9)

Erstatninger/kompensation til kunder

Regulering af distribution indeholder i hovedparten af EU landene kvalitetsnormer for enkeltkunde afbrydelser. Det er primært på baggrund af meget langvarige afbrydelser at kompensation ydes og der anvendes så godt som ikke tabt energi til opgørelsen i

modsatning til incitamentsreguleringen via indtægtsrammer beskrevet ovenfor. I enkelte tilfælde er der dog også tale om kompensation for samlet varighed indenfor fx et år.

Erstatninger kan omfatte specifikke tab for virksomheder og ødelæggelse af udstyr mv., men det er ikke denne form for erstatninger, der er reguleret gennem de nedenfor beskrevne kompensationsordninger. Kompensationsordninger er målrettet nogle gennemsnitlige tab ved ikke at kunne få leveret elektricitet, mens specifikke tab og ødelagt materiel delvis er dækket gennem et privat retsligt system og ikke gennem offentlig regulering.

Ifølge CEER (2005, tabel 2.11 findes økonomiske incitamenter i form af erstatninger for enkeltafbrydelser implementeret i 8 EU lande. Yderligere har Holland, Sverige og Italien i dag kompensationsordninger og dette er under overvejelse i yderligere et par lande. Tre lande Portugal, Spanien og Polen har kompensation i form af proportional nedslag i elregning for den samlede årlige afbrydelse udover fastsatte standarder, men i alle tre lande er standarden sat på et meget højt afbrydelsesniveau.

I en række lande er der endvidere standarder og kompensationsordninger for antallet af afbrydelser indenfor et givet år.

Kompensationsordningerne er primært møntet på at garantere private forbrugere en minimumsdækning/sikkerhed ”Guaranteed Standards” som det i nogle tilfælde benævnes (GB). Regulering via kompensationer ses ofte som et supplement til den øvrige gennemsnitlige incitamentsregulering, der godt kan have uheldige virkninger på enkeltforbrugere, dvs. dem med de højeste sikringsomkostninger.

Denne minimumssikkerhed kunne alternativt have været indbygget i indtægtsrammereguleringen, idet der her kunne inddrages en højere værdi for langvarige afbrydelser af enkeltkunder, der ville give det samme *incitament* for netselskabet som en generel kompenserende af enkeltkunder med fælles sats. Der kan dog være tilfælde med meget høje sikringsomkostninger, der indebærer at det er optimalt at lade meget få kunder opleve længerevarende afbrydelser. For at disse specifikt skal kompenseres kan kompensationsordninger have en berettigelse.

I mange af landene er betaling af kompensation endvidere undtaget fra tilfælde med ekstreme vejr situationer eller anden form for ”force majeure”.

Spanien

I Spanien er der både standarder for samlet afbrydelsestid og samlet antal afbrydelser. Til kompensation benyttes en sammensat beregningsmetode og erstatning er maksimalt til 10% af den årlige regning (Belmans, 2003), men ifølge CEER (2005) er der endnu ikke implementeret nogle betalinger i praksis. I Spanien er der en meget stor spredning for de standarder, der anvendes afhængigt af befolkningstætheden i det pågældende område (CEER, Tabel 2.12 og Schiavo, 2006). Dette gælder både for samlet afbrydelsestid og for antal afbrydelser gengivet i Tabel 34 nedenfor.

Således tillades der i reguleringen en væsentlig dårligere forsyningssikkerhed i spredt bebyggede landbrugsområder. Kompensation er automatisk og proportional til den kontraktligt fastsatte elmængde.

THE USE OF STANDARDS AND INCENTIVES IN QUALITY REGULATION
Multiple interruptions standards



Territorial classifications	STANDARDS (applicable to long interruptions, d>3')					COMPENSATION PAYMENTS
	Metro- politan	Urban (cities)	Semi-urban (towns)	Rural (villages)	Rural disperse	
FRANCE	2 (MV) n.a (LV)	3 (MV) n.a (LV)	3 (MV) n.a (LV)	6 (MV) n.a (LV)		Amount of claimed damages
GREAT BRITAIN	3 (MV) (each longer than 3 hours) 3 (LV) (each longer than 3 hours)					Compensation of £50 on customer's request
ITALY	3 (MV) n.a (LV)		4 (MV) n.a (LV)	5 (MV) n.a (LV)		Automatic conditioned yearly discount proportional to contr. power and exceeding interr.
PORTUGAL	8 (MV) 12 (LV)		18 (MV) 23 (LV)	30 (MV) 36 (LV)		Automatic yearly discount proportional to contractual power and exceeding interr.
SPAIN	8 (MV) 12 (LV)		12 (MV) 15 (LV)	15 (MV) 18 (LV)	20 (MV) 24 (LV)	Automatic yearly discount proportional to contractual power and exceeding interr.

Territorial classifications are different, this table tries a relative comparison

Tabel 34: Oversigt over standarder i EU for antal årlige afbrydelser over 3 min. (kilde: Schiavo, 2006)

Portugal

Det portugisiske system er meget lig det spanske, men med endnu større spredning i standarden. Årligt antal afbrydelser på mere end 36 gange før kompensation gives må begrænse dette til en meget lille gruppe kunder.

Italien

Italien ser ifølge Schiavo, 2006, Tabel 34 ud til at have sat meget mere ambitiøse standarder end Spanien og Portugal, men kompensationer er kun for MW niveauet. Hvorfor dette ikke er implementeret på LV niveau er ikke klart, da Italien er et af de første lande med installerede avancerede målere i husholdningerne. Muligvis er dette begrundet i at minimere administrationsomkostningerne ved ordningen.

England

Regulator har indført et system med betaling for afbrydelser af over 18 timers varighed. Kompensationen er 50£ for husholdninger og 100£ for virksomheder. Yderligere 25£ for hver ekstra 12 timers periode. Derudover ydes også kompensation for 4 eller mere afbrydelser af mindst 3 timers varighed indenfor 1 år. Beløbet er her ligeledes 50£. For specielle vejrmæssige forhold (lyn, storm, sne), der giver ekstraordinært mange fejl er der fastsat længere genetableringsfrister, der hvis de overskrides udløser samme typer kompensation. Ifølge Ajodhia et. al. (2006) er der selv i tilfælde, hvor der kunne påberåbes ekstreme forhold udbetalt kompensation enten som følge af opfordring fra regulator eller som afværger for dårlig omtale. Det gælder, at kunden selv

skal søge kompensation og selskabet ved behørig dokumentation skal udbetale til kunden inden en given frist.

Denne kompensationsordning er kombineret med en "Quality of Service Scheme", der indeholder andre finansielle incitamenter for distributører baseret på samlet antal og varighed af afbrydelser.

Der er søgt at indrette standarderne så de faste grænser ikke fører til uheldige incitamenter som fx en manglende udbedring af fejl, der allerede har overskredet 18 timer.

Holland

På trods af det høje niveau for forsyningssikkerhed i Holland er der også her indført kompensationsbetalinger. Disse tager i højere grad hensyn til forskelle mellem de forskellige kundegrupper. Der er tale om betaling for private husholdninger på 35€, for afbrydelser over 4 timer og yderligere 20€ for hver følgende periode af 4 timer. For virksomheder er der sket justering af reglerne i foråret 2007, således at satserne er væsentligt højere end for husholdninger, ligesom der også skelnes mellem spændingsniveauerne. For virksomheder kan kompensationen nå helt op på 91000€.

Norge

Norge har ikke hidtil haft en direkte kompensationsordning af forbrugerne, men der er indført en tekstmæssig forpligtelse til beskyttelse af udsatte forbrugergrupper, fx befolkningen på øerne. Forbrugernes tab er dog indarbejdet i indtægtsrammereguleringen (KILE) jvf. ovenfor.

Fra 2007 er der indført kompensationsordning for meget langvarige afbrud. Disse kompenseres med 600 kr for afbrud mellem 12 og 24 timer, med 1400 kr for afbrud mellem 24 og 48 timer og 2700 kr for afbrud fra 48 timer og op til 72 timer. For hver yderligere påbegyndt periode af 24 timer gives et tillæg på 1300 kr.

Sverige

Sverige har kompensationsordning for langvarige afbrydelser dvs. sammenhængene afbrydelser længere end 12 timer. Ifølge elloven skal der automatisk fra 2007 betales kompensation for afbrydelser over 12 timer. Kompensationen udgør en andel af den årlige netomkostning for den enkelte kunde (min 12,5% og max 300%). For hvert interval mellem ½ døgn og 12 døgn er der desuden fastsat et minimum, for 12 timer svarende til 900 SEK og for >12 døgn 11700 SEK. Maksimum på 300% af årlig netomkostning er dog gældende for hver afbrudsperiode uanset varighed.

Udbetalinger efter det hidtil gældende regelsæt fandt bl.a. sted i forbindelse med stormen GUDRUN.

Udbetalinger efter de nye regler har bla. fundet sted i forbindelse med stormen Per i januar 2007.

Kompensationsordningernes differentiering og målsætning

Kompensationsordningerne har i nogle lande kun i meget begrænset ordning taget højde for forskelle i afbrydelsesomkostninger, da den primære målsætning er at sikre et minimumsniveau for leveringssikkerhed.

Den relativt udbredte anvendelse af kompensationsordninger i EU landene er altså valgt på trods af administrativt tunge omkostninger. Ordningerne sigter generelt mod at give distributionsselskaberne incitament til at mindske antallet af de langvarige afbrydelser og samtidig koncentrere indsatsen på de kunder, der kan sikres med de laveste omkostninger og for dem med højest sikringsomkostninger at yde kompensation i stedet.

Det har vist sig vanskeligt at finde oplysninger om faktiske udbetalinger af kompensation. Disse oplysninger indgår ikke i CEER rapporten.

12 Bilag 2: Erfaringer fra andre sektorer

Andre sektorer er ligesom elsektoren karakteriseret ved i en hvis grad at producere offentlige goder. Det naturlige monopolelement er ligeledes repræsenteret ved andre netbundne ydelser. Her kan nævnes telesektoren, fjernvarme, naturgas, vand, jernbane, luftfart mv.

Der er dog flere argumenter for, at situationen i disse sektorer ikke er helt sammenlignelig med elsektoren for så vidt angår behovet for en formaliseret regulering af kvaliteten af de ydelser, der produceres. De væsentligste argumenter for mindre reguleringsbehov er direkte eller indirekte konkurrence, ejerskabet eller antallet af regulerede enheder.

For jernbanetrafik er der i høj grad tale om et substituerbart produkt og dermed en sektor udsat for betydelig konkurrence. For fragt er dette meget oplagt, men også for passagertrafik, er der tale om meget nære substitutter i form af busdrift, luftfart og privatbilisme. Der er derfor ikke helt de samme argumenter for at regulere monopolvirkningsheden jernbanedrift. Jernbanedriften er delvis liberaliseret ved at introducere konkurrence på udvalgte strækninger. Dette er i sig selv en form for regulering. Kvaliteten indgår som en af parametrene i kontrakterne mellem driftsselskaber og staten og reguleres derigennem.

Jernbanenettet overfor forskellige operatører på nettet er dog fortsat et emne for regulering og det der er blevet trukket frem som et uheldigt eksempel. Argumenterne for at undlade en sektorspecifik formaliseret regulering knytter sig i højere grad end monopolkarakteristika til, at denne transportform får tilført offentlig støtte og det skal sikres, at støttemidlerne anvendes bedst muligt. Ejerskabet er primært statsligt via en styrelse og der er ikke regulering af kvaliteten af den ydelse, der leveres fra nettet. Derimod er der i kontrakter med jernbaneoperatørerne delvis taget højde for at deres kontraktopfyldelse ikke skal påvirkes af fejl og dårlig kvalitet af nettet, der er ensbetydende med aflysninger og forsinkelser.

Jernbanenettets situation og standard har været sammenlignet med udsigterne for elnettet. Det er fremført at den dårlige vedligeholdelsesstandard på jernbanenettet nødig skulle gentage sig for elnettene. Jernbanenettet er direkte statsligt ejet og der er ikke nogen markedsmekanismer, der kan sikre at nettet vedligeholdes og forbedres. Det er i meget højere grad en direkte statsopgave at vedligeholde jernbanenettet, da midlerne skal bevilges direkte og kun i meget begrænset omfang kan tænkes afholdt af kunderne på jernbanenettet²³. Trafikstyrelsen for Jernbane og Færger fastsætter størrelsen af baneafgifter.

²³ Direktivet indgår i EU's jernbanepakke I og har påvirket indholdet i bekendtgørelsen (BEK nr 821 af 30/6/2006). Det er direktivet, der fastslår, at den grundlæggende baneafgift - kilometerafgiften - skal fastsættes "som de kortsigtede marginalomkostninger, som statens jernbaneinfrastruktur påføres ved et gennemsnitligt togs kørsel på jernbaneinfrastrukturen". Kilometerafgift inkl. tillægsafgift for kørsel på jernbanenettet, bortset fra strækningerne Korsør-Nyborg og Øresundskyst-Svensk grænse, udgør 1,91 kr. pr. kørt togkilometer (ekskl. moms). BEK nr 1392 af 12/12/2006

Vandforsyning er et af de monopolområder, der ligner elforsyning. Her er der både tale om et forsyningsnet, der er monopol og en ressource, der er et offentligt gode. Derved er denne sektor oplagt til regulering af monopollet for prisen på vand og samtidig regulering af udnyttelsen af ressourcen. Forsyningssikkerhed og regulering består dog her i højere grad i at opretholde ressourcen og kvaliteten af ressourcen end i selve ledningsnettets kvalitet. Det forekommer ikke oplagt, at denne form for forsyningssikkerhed kan markedsgøres på anden vis end ved at sikre at prisen for at trække på den rene ressource gøres tilstrækkelig høj også for forsyningsselskabet. Der kan dog ved kvalitetsreguleringen-/kontrollen indbygges yderligere incitamenter til at sikre mod forurening af drikkevandet på dets vej gennem behandling og ledningsnet. En trussel om lukning ved for dårlig vandkvalitet påvirker hele afsætningen og ikke kun en begrænset mængde som et afbrudt elnet.

For telesektoren har udviklingen ændret billedet af det rene monopol med mobiltelefonien og IP telefoniens indtog. Der er således også her meget nære substitutter til fastnet telefoni og dermed konkurrence, der sikrer, at fastnetproducenter (operatører) tilskyndes til omkostningseffektivitet. Hvis den tilbudte kvalitet fra fastnettet er for dårlig eller for dyr skifter kunderne til mobil- og IP telefoni. Der er endvidere ikke regulering, der sikrer, at alle forbrugere har adgang til alle fastnet og mobilnet. Det er op til de enkelte selskaber at sikre kundernes kvalitet af dækning dog underlagt de mål og betingelser, der er indeholdt i selskabernes licenser. Reguleringen af sektoren har således tilsigtet ved at opkræve en licensbetaling at undgå en ineffektiv udbygning med alt for mange net. Afvejningen går her mellem hensynet til opretholdelse af tilstrækkelig konkurrence og at undgå ineffektive infrastrukturinvesteringer.

Luftfart var tidligere ligeledes monopolvirksomhed, men her har liberaliseringen allerede været undervejs i mange år, og flybilletter er kun underlagt den almindelige konkurrenceregulering. For lufthavnsdrift er der derimod fortsat tale om en monopolvirksomhed, der for takstfastsættelsen er underlagt direkte regulering (sektorregulering). Denne virksomhed er dog med kun statsligt delejerskab og der er betydelig grad af fleksibilitet i takstfastsættelsen. Takster fastsættes efter aftale med luftfartsselskaberne og IATA og skal godkendes af Transport og Energiministeriet. Der er ikke tale om en formaliseret regulering, men der skal argumenteres for takstændringer, ligesom det ikke er tilladt at forskelsbehandle luftfartsselskaberne i form af fx specielle rabatordninger for at tiltrække lavprisflyselskaber. Forskelle i takster skal kunne begrundes i omkostningsforskelle. Luftfartsselskaberne har mulighed for at klage over takster og takstændringer. Med kun en stor lufthavn er det omkostningsmæssige og indtjeningsmæssige sammenligningsgrundlag ved takstgodkendelsen de øvrige store lufthavne i Europa.

Færgeforbindelser opretholdes i et vist omfang fortsat som monopolvirksomhed og burde berettigede effektivitets og prisregulering. Statens hel eller delejerskab af selskaber med både havnefaciliteter og færgeaktiviteter har dog i et vist omfang betydet, at dette ikke er gennemført i praksis. Havneloven foreskriver, at der bør være uhindret adgang til at benytte havnefaciliteter for konkurrerende færgevirksomheder, når der er tilstrækkelig kapacitet til rådighed og hindringer kan indklages for Havneklagenævnet. Dette er dog kun af begrænset anvendelse i praksis. Takster skal fastsættes så de dækker omkostninger til havnedriften. En betydelig del af færgeforbindelserne i Danmark er endvidere offentlig støttet begrundet i regionale og transportpolitiske

hensyn. Visse forbindelser er karakteriseret af betydelig konkurrence, mens andre i praksis er monopolvirksomhed og der er ikke nogen formel sektorspecifik pris- eller effektivitetsregulering af disse.

Vej og broforbindelser kan ligeledes nævnes som naturlige monopoler da substitutionen fra vejtrafik til jernbane og luftfart er betydeligt mindre end omvendt. Derfor opretholdes også i betydelig grad et offentligt ejerskab til vejnet og broer. Kvalitet i dette net sikres ved direkte at fastlægge investeringerne i offentligt regi. For de to broforbindelser er der tale om en direkte regulering af prisfastsættelsen. For vejnettet dominerer opfattelsen af dette som et offentligt gode, der ikke prissættes overfor brugerne. Til dette er der dog en igangværende diskussion omkring trængselsafgifter mv. der kan bruges til at indikere betalingsvilligheden for ny kapacitet på strækninger, der er belastede. I dette tilfælde vil trængselsafgifterne blive tillagt den endelige forbruger direkte.

Ved en sammenligning mellem sektorerne og de forskellige produkter må endvidere den vitale grad af elektricitet for både produktion såvel som husholdningers velfærd tages i betragtning. El er et væsentligt mere vitalt produkt end lufttransport, tele eller jernbanetransport. Derfor er der gennem regulering af denne sektor sikret, at alle skal have adgang til elektricitet på tilnærmelsesvis de samme vilkår. Dette omfatter dog ikke nødvendigvis kvaliteten i denne leverance. Der er endvidere med liberaliseringen en øget grad af prisdifferentiering mulig i og med at omkostningsbestemte forskelle kan pålægges den endelige forbruger (tidsafhængige priser). Endvidere er der tilladt en række forskellige afregningsformer, der i praksis kan betyde en noget forskellig pris for forbrugerne. For markedsknyttede prisafregninger kan prissvingninger på spotmarked såvel som regionale prisforskelle (prisområder) endvidere betyde, at de faktiske priser for forbrugerne bliver forskellige. Dette synes ikke at blive anset som et fordelings- eller lighedsmæssigt problem i dag.

Konklusionen på disse overvejelser er:

- Forekomst af direkte eller indirekte konkurrence mindsker behovet for regulering for de fleste typer af netrelaterede/infrastruktur aktiviteter
- Jernbanenettet og vandforsyning er det, der mest ligner elnetten
- Men disse er i hovedsagen offentligt ejede
- Brugen af jernbanenettet kan kun i begrænset omfang finansiere drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne, så finansieringen skal delvis være statslig. Effektivitetsregulering er vanskelig for jernbanenet da der kun er en agent. Ingen overordnet regulering kan afhjælpe manglende bevillinger i forhold til ønsket standard af jernbanenet

Andre områder er ikke af så omfattende og samtidig vital karakter som elektricitet for en stor gruppe af forbrugere, så det samlede velfærdstab er ikke af så betydeligt omfang ved manglende eller ineffektiv regulering.

13 Bilag 3: Omkostninger til systemydelser i Danmark

Ifølge Energinet.dk's Årsrapport 2006 var omkostningerne til reservekapacitet på 856 mio. kr. i 2006 mod 733 mio. kr. i 2005. Herudover var omkostningerne til regulerkraft på 228 mio. kr. i 2006 mod 535 mio. kr. i 2005.

Herunder gives eksempler på omkostninger for de aktuelle løsninger fra Energinet.dk's hjemmeside.

Manuelle reserver for Østdanmark

" I Østdanmark køber Energinet.dk dels manuel reserve via længerevarende aftaler og dels - i mindre omfang – ved en daglig auktion, der startede 1. juli 2006. Aktivering sker til en markedsbestemt regulerkraftpris efter Energinet.dk's generelle regler herfor i Østdanmark. Desuden er der indgået to længerevarende aftaler:

Aftale med DONG Energy:

Elkraft System (nu Energinet.dk) og Energi E2 (nu DONG Energy) indgik i august 2005 en 5 årig aftale om manuel reserve m.v. på Kyndby- og Masnedøværket. Aftalen gælder i perioden 1. januar 2006 - 31. december 2010.

Mængden er reduceret i en periode på 12 måneder, hvor de to største enheder på Kyndbyværket skiftevis renoveres. Renovering af enhederne starter i august 2006 og skal være tilendebragt senest 31.12.2007.

Art	Mængde	Rådighedsbetaling
Manuel reserve med aktiveringstid på højst 15 minutter	300 MW, dog kun 244 MW i en samlet periode på 12 måneder	Skøn: Samlet betaling på 172,0 Mkr/år i december 2005 niveau. Betalingen afhænger af vellykkede afprøvninger, der indgår med skønsmæssigt 39,0 Mkr/år i ovennævnte beløb. Knap 150 Mkr/år indeksreguleres 1 gang årligt med nettoprisindekset.
Manuel reserve med aktiveringstid på mellem 45 minutter og 1 time og 50 minutter	375 MW, dog kun 171 MW i en samlet periode på 12 måneder	
Nødstart på Kyndbyværket	18 MW	
Synkronkompensator		

Aktivering sker til aftalte priser, der afhænger af aktuelle priser for olie og CO₂ samt nettoprisindekset.

Aftale med Østkraft Produktion A/S

Energinet.dk indgik i januar 2006 aftale med Østkraft Produktion A/S om manuelle reserver på Rønneværket. Aftalen gælder i perioden 1. januar – 31. december 2006.

Art	Mængde	Rådighedsbetaling
Manuel reserve med aktiveringstid på 15-30 minutter	19 MW	Samlet betaling på 26,52 Mkr. plus en incitamentsbetaling, som er afhængig af afprøvninger af anlægget, dog maksimalt 3,5 Mkr.
Manuel reserve med aktiveringstid på 5-6 timer	32 MW	
Manuel reserve med aktiveringstid, der afhænger af den aktuelle drift på blok 6	Op til 35 MW afhængig af den aktuelle drift på blok 6.	

Aktivering sker til aftalte priser, der afhænger af aktuelle priser for olie, kul og CO₂.

Manuelle reserver for Vestdanmark:

”Længerevarende udbud

Ekstrakt af aftale med Effektmarked DK I/S om levering af manuelle reguleringsreserver: Energinet.dk har som bilateral aftale i tilknytning til EU-udbud af systemtjenester og reguleringsreserver indgået kontrakt med Effektmarked DK I/S om levering af manuelle reguleringsreserver for periode på 2½ år.

Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængde og aftalt pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Leveringen påbegyndes senest den 1. april 2006.	12 MW	DKK 24.000/MW/måned i leveringsperioden

Ekstrakt af aftale med EffektPartner om levering af manuelle reguleringsreserver: Energinet.dk har som bilateral aftale i tilknytning til EU-udbud af systemtjenester og reguleringsreserver indgået kontrakt med det norske selskab EffektPartner AS om levering af manuelle reguleringsreserver for en to årig periode. Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængde og aftalt pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en to årig periode fra et 25 MW gasturbineanlæg, som EffektPartner etablerer*. Leveringen påbegyndes senest den 31. december 2005.	25 MW	DKK 25.000/MW/måned i leveringsperioden

* Anlægget er etableret på havnen i Esbjerg i 2005.

Ekstrakt af aftale med Energi Fyn Holding A/S om levering af manuelle reguleringsreserver: Energinet.dk har som bilateral aftale i tilknytning til EU-udbud af systemtjenester og reguleringsreserver indgået kontrakt med Energi Fyn Holding A/S om levering af manuelle nedreguleringsreserver for en periode på to et halv år. Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængde og aftalt pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle nedreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Leveringen påbegyndes senest den 1. oktober 2006.	16 MW	DKK 9.500/MW/Måned

Ekstrakt af aftale med Energi Fyn Holding A/S om levering af manuelle reguleringsreserver: Energinet.dk har som bilateral aftale i tilknytning til EU-udbud af systemtjenester og reguleringsreserver indgået kontrakt med Energi Fyn Holding A/S om levering af manuelle reguleringsreserver for en periode på to et halv år. Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængde og aftalt pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Leveringen påbegyndes senest den 1. september 2006	16 MW	DKK 24.000/MW/måned

Ekstrakt af aftale med Energi Fyn Holding A/S om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. september 2006	16 MW	DKK 24.000/MW/måned

Ekstrakt af aftale med MPM Invest ApS om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. april 2008	20 MW	DKK 24.000/MW/måned

Ekstrakt af aftale med I/S Skov Hansen om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
-----	--------	------

Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. april 2008	20 MW	DKK 24.000/MW/måned
--	-------	---------------------

Ekstrakt af aftale med Vækst & Miljø v/Ulrik Dahl om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. april 2008	20 MW	DKK 24.000/MW/måned

Ekstrakt af aftale med Flex Energi A/S om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. april 2008	20 MW	DKK 24.000/MW/måned

Ekstrakt af aftale med Dansk Reservekraft Aps om levering af manuelle reguleringsreserver: Kontrakten fastlægger følgende reguleringsreserver, mængder og pris:

Art	Mængde	Pris
Energinet.dk aftager manuelle opreguleringsreserver i en periode på 2½ år. Levering påbegyndes den 1. april 2008	Mellem 10 og 20 MW	DKK 24.000/MW/måned

Øvrige systemtjenester for Øst- og Vestdanmark:

”Energinet.dk har efter udbud indgået aftale med 2 leverandører om levering af en række systemtjenester i juni 2007 i både Vest- og Østdanmark (DK1 og DK2).

Frekvensstyrede reserver

Aftalerne omfatter frekvensstyrede reserver i juni 2007 som angivet i nedenstående tabel, hvor +/- angiver henholdsvis op- og nedregulering. Udover de i tabellen nævnte mængder købes i DK2 7 MW normaldriftsreserver og 32 MW driftsforstyrrelsesreserver af Svenska Kraftnät på daglig basis. Med undtagelse af driftsforstyrrelsesreserver i DK2 er betalingen angivet som DKK/MW begge veje pr. måned. Hvis der fx i alt skal betales 1.000.000 pr. måned for +/- 10 MW, svarer dette til 100.000 DKK/MW begge veje pr. måned. For den ene leverandør er betalingen fastsat ved en formel, der afhænger af den faktiske markedspris. For denne leverandør er betalingen derfor angivet som et skøn.

Art	Mængde	Rådighedsbetaling
Primærreserve i DK1	+/- 20 MW*	Skøn: 2,33 mio. DKK svarende til 116.558 DKK/MW begge veje pr. måned
Primærreserve i DK1	+/- 5 MW i perioden 4. juni 2007 til og med 30. juni 2007	0,14 mio. DKK svarende til 31.111 DKK/MW begge veje pr. måned
Normaldriftsreserve i DK2	+/- 16 MW i perioden 1. juni 2007 til og med 17. juni 2007	Skøn: 0,48 mio. DKK svarende til 53.992 DKK/MW begge veje pr. måned
Normaldriftsreserve i DK2	+/- 7 MW i perioden 18. juni 2007 til og med 30. juni 2007	Skøn: 0,16 mio. DKK svarende til 53.992 DKK/MW begge veje pr. måned
Normaldriftsreserve i DK2	+/- 9 MW i perioden 18. juni 2007 til og med 30. juni 2007	0,18 mio. DKK svarende til 46.154 DKK/MW begge veje pr. måned
Driftsforstyrrelsesreserve i DK2	+/- 14 MW i perioden 1. juni 2007 til og med 17. juni 2007	Skøn: 0,61 mio. DKK svarende til 77.356 DKK/MW begge veje pr. måned
Driftsforstyrrelsesreserve i DK2	+/- 14 MW i perioden 18. juni 2007 til og med 30. juni 2007	0,28 mio. DKK svarende til 46.154 DKK/MW begge veje pr. måned

Aktivering af de frekvensstyrede reserver afregnes ikke særskilt, men indgår i den almindelige afregning af ubalancer.

LFC-reserver

Aftalerne omfatter LFC-reserver i DK1 i juni 2007 som angivet i nedenstående tabel.

Art	Mængde	Rådighedsbetaling
LFC-reserver	+/-110 MW i perioden 1. juni 2007 til og med 3. juni 2007. **	Skøn: 1,28 mio. DKK svarende til 116.558 DKK/MW i begge retninger pr. måned
LFC-reserver	+/-90 MW i perioden 4. juni 2007 til og med 30. juni 2007	Skøn: 9,44 mio. DKK svarende til 116.558 DKK/MW i begge retninger pr. måned
LFC-reserver	+/-15 MW i perioden 1. juni 2007 til og med 3. juni 2007	0,32 mio. DKK svarende til 213.333 DKK/MW i begge retninger pr. måned
LFC-reserver	+/-50 MW i perioden 4. juni 2007 til og med 30. juni 2007	3,81 mio. DKK svarende til 84.667 DKK/MW i begge retninger pr. måned

*) I forbindelse med primær- og LFC-reserve fra denne leverandør reserveres yderligere "respektafstand". Denne kan aktiveres som manuel reserve, men kravene til gra-

dienten for primær reserve og LFC-reserve kan i så fald ikke garanteres. En forholdsmæssig andel af omkostningerne til "respektafstand" er indregnet i den anførte omkostning.

**) I forbindelse med primær- og LFC-reserve fra denne leverandør reserveres yderligere "respektafstand". Denne kan aktiveres som manuel reserve, men kravene til gradienten for primær reserve og LFC-reserve kan i så fald ikke garanteres. En forholdsmæssig andel af omkostningerne til "respektafstand" er indregnet i den anførte omkostning. Aktivisering af LFC-reserver afregnes ved opregulering med Elspot-pris plus 100-125 DKK/MWh, dog regulerkraftpris, hvis denne er højere. Ved nedregulering afregnes reserven med Elspot-pris minus 100-125 DKK/MWh, dog regulerkraftpris, hvis denne er mindre.

Tvangskørselsomkostninger

Energinet.dk har aftalt med den ene leverandør at betale kompensation for eventuelle tvangskørselsomkostninger ved at holde 2 centrale værker i drift i DK1 og DK2 af hensyn til spændingsregulering m.v. i døgn med lave elpriser i juni 2007. På baggrund af igangværende forhandlinger om dette spørgsmål anvendes a conto afregning.

Dødstartanlæg

Aftalerne omfatter dødstartanlæg på to centrale værker i DK1. Anlæggene kan desuden anvendes som manuel reserve.

Art	Mængde	Rådighedsbetaling
Nordjyllandsværket (1. januar 2007 til og med 31. december 2007)	25 MW	11,5 mio. DKK for hele perioden, svarende til ca. 38.000 DKK/MW pr. måned
Studstrupværket (1. januar 2007 til og med 30. juni 2007)	14 MW	3,36 mio. DKK for hele perioden, svarende til ca. 40.000 DKK/MW pr. måned

14 Bilag 4: Scenarie konstruktion til model af effekt tilstrækkelighed

14.1 Opbygning af modeldata til repræsentation af udfald af værker

Dette appendiks beskriver den anvendte proces til opbygning af repræsentative scenarier for værksudfald.

Der ses ikke på dynamiske forløb i forbindelse med udfald af værker, men der er indarbejdet en sandsynlighed for at værker i kraftværksparken, fordelt geografisk og efter størrelse, til ethvert givent tidspunkt er faldet ud, eller i drift. Det kritiske i forbindelse med sådanne udfald er hvor meget effekt der ikke er til rådighed. Inputmodellen generer en repræsentativ fordeling af megawatt udfald, som så skal dækkes af værker i kraftværksparken. I elsystemsmodellen ses der bort fra hvilke specifikke værker der er faldet ud, og derfor skal kraftværksparken, eller forbrugsressurser, samlet set kunne levere mere effekt end til at dække forbrug og tab.

Datasættet tager udgangspunkt i informationen i *Nordpools Urgent Market Messages* (UMM). Historiske UMM'er fra Nordpool's ftp server er anvendt for årene 2004-2008 (for 2008 dog kun frem til 30/6). UMM'erne er at finde i et xml format og kommer i 2 forskellige varianter.

Et eksempel på en sådan UMM'er er vist i tabellen herunder:

Participant UMM	TSO UMM
<pre> <?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1" ?> <participant_umm> <affected_fuels>Coal</affected_fuels> <affected_units>B2</affected_units> <effect_after>147</effect_after> <effect_before>147</effect_before> <effect_during>0</effect_during> <effect_installed>147</effect_installed> <prodcons>Production</prodcons> <station>Asnæsverket</station> <umm new_followup="New" parent_id="21782" predecessor_id="0" u_id="21782"> <affected_areas>DK2</affected_areas> <approved>13.06.08 hour 08:41</approved> <company>Dong Energy (DK2)</company> <decision>13.06.08 hour 08:35</decision> <event_start>13.06.08 hour 08:35</event_start> <event_stop>13.06.08 hour 23:00</event_stop> <event_type>Production failure</event_type> <predefined_remark /> <registered>13.06.08 hour 08:39</registered> <remarks>Generator failure</remarks> <status>Approved and does not have a Followup</status> </umm> </participant_umm> </pre>	<pre> <?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1" ?> <tso_umm> <capacity_a_b_after>740</capacity_a_b_after> <capacity_a_b_before>740</capacity_a_b_before> <capacity_a_b_during>370</capacity_a_b_during> <capacity_a_b_installed>740</capacity_a_b_installed> <capacity_b_a_after>680</capacity_b_a_after> <capacity_b_a_before>680</capacity_b_a_before> <capacity_b_a_during>340</capacity_b_a_during> <capacity_b_a_installed>680</capacity_b_a_installed> <line>Konti-Skan</line> <umm new_followup="Followup" parent_id="21997" predecessor_id="22028" u_id="22063"> <affected_areas>DK1, SE</affected_areas> <approved>28.06.08 hour 20:37</approved> <company>Svenska Kraftnät</company> <decision>28.06.08 hour 20:35</decision> <event_start>25.06.08 hour 08:00</event_start> <event_stop>28.06.09 hour 21:00</event_stop> <event_type>Failure on grid affecting capacities</event_type> <predefined_remark /> <registered>28.06.08 hour 20:37</registered> <remarks>Konti-Skan 1 is back in operation.</remarks> <status>Approved and does not have a Followup</status> </umm> </tso_umm> </pre>

Table 1: Eksempler på Urgent Market Messages

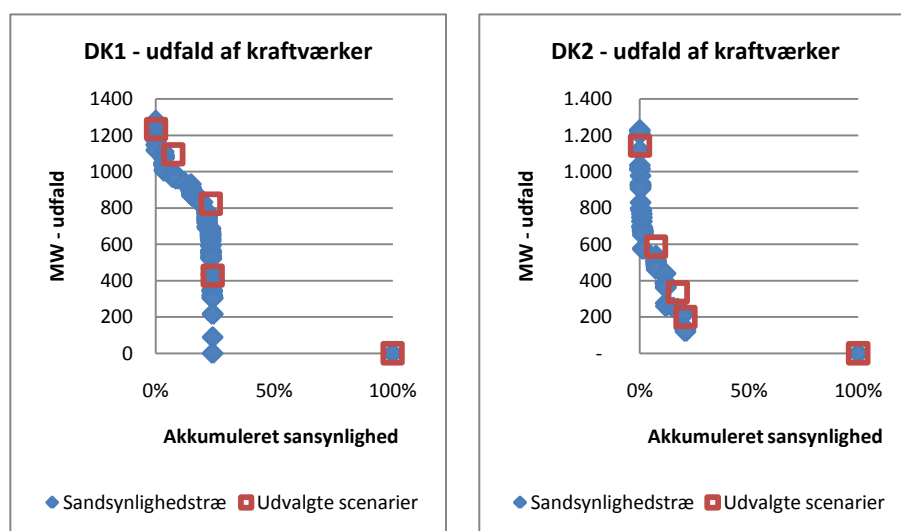
Til kraftværksudfald er benyttet de såkaldte "Participant UMM", specifikt dem som vedrører "generator failure". For ethvert sådan udfald er den endelige varighed af

udfaldet²⁴ omregnet til en procentdel af det pågældende år. For specifikke anlæg og dermed anlægs beregnes dermed en samlet procentuel udetid, samt et gennemsnitligt effekttab ved udfald.

DK1	Blok	Frekvens	Effekttab (MW)
Enstedværket	B3	4.6%	553
Esbjergværket	B3	1.7%	340
Fynsværket	B3	2.2%	218
Fynsværket	B7	4.1%	306
Herningværket	M1	0.3%	89
Nordjyllandsværket	B2	3.7%	214
Nordjyllandsværket	B3	3.0%	321
Skærbækværket	B3	2.4%	312
Studstrupværket	B3	1.6%	378
Studstrupværket	B4	3.6%	349
DK2			
Amagerværket	B3	2.9%	229
Asnæsværket	B2	0.8%	139
Asnæsværket	B4	0.1%	132
Asnæsværket	B5	6.9%	538
Avedøreværket	B1	2.5%	246
Avedøreværket	B2	4.9%	440
Kyndbyværket	B21	0.0%	210
Kyndbyværket	B22	0.1%	260
Kyndbyværket	KYV 51 & 52	0.0%	120
Stigsnæsværket	B1	0.5%	138
Stigsnæsværket	B2	4.2%	252

Tabel 35: Udfald på større danske værker

Som nævnt er modellen konfigureret således at det ikke fremgår hvilket værk er faldet ud på et bestemt tidspunkt, men at den derimod tager højde for at der er en (tilsvarende lavere) sandsynlighed for at flere udfaldshændelser sker samtidigt. Til at lave en sandsynlighedsmæssig fordeling af den samlede mængde kapacitet der er faldet ud på et givet tidspunkt er der opbygget et kombinatorisk scenarietræ hvor bladene på træet udtrykker instanser hvor en hvis samtidig mængde kapacitet mangler i systemet. Hændelsessammenfald der ikke vil ske oftere end hver X'ne år er skåret fra. Dette er gjort for alle områder og derefter er hændelserne reduceret til få repræsentative hændelser som angivet for neden:



²⁴ Et konkret udfald er typisk beskrevet i flere UMMer, da de indledningsvis skønnede udfaldsperioder (fx ved reparation) kan ende med at afvige fra de faktiske.

Figur 37: Konstruktion af udfaldscases på basis af sandsynlighedstræ

På de ovenstående grafer, er illustreret sandsynlighedsfordelingen for udfaldet effekt på kraftværker i henholdsvis Vest- og Østdanmark. Punkterne angiver på y-aksen, hvor meget effekt er udfaldet. På x-aksen, der afspejler akkumuleret sandsynlighed, aflæses sandsynligheden for det konkrete niveau udfald ved afstanden procentpoint-mæssigt til foregående punkt. De røde firkanter afspejler de udvalgte og anvendte scenarier der er indgået i opbygningen af det samlede scenario.

De følgende grafer viser for hvert område, hvorledes udfaldsscenarioer er medtaget til konstruktion af den samlede scenariematrix.

Udvalgte scenarier			
DK1		DK2	
Sandsynlighed	Effekttab	Sandsynlighed	Effekttab
0.11%	1,235	0.05%	1,143
7.29%	1,096	7.38%	587
15.82%	823	9.94%	336
0.79%	428	3.54%	200
75.98%	-	79.09%	-
Akkumuleret (%)	Middel (MW)	Akkumuleret (%)	Middel (MW)
100.00%	215	100.00%	84

Tabel 36: Scenarietilfælde for udfald af kraftværkskapacitet – Danmark

NO3		NO2		NO1	
Sandsynlighed	Effekttab	Sandsynlighed	Effekttab	Sandsynlighed	Effekttab
0.01%	508	0.08%	589	0.07%	1,215
0.23%	325	0.24%	486	0.01%	909
3.33%	167	15.76%	343	1.11%	520
96.44%	-	16.38%	116	9.21%	314
		67.54%	-	42.78%	174
				46.82%	-
Akkumuleret (%)	Middel (MW)	Akkumuleret (%)	Middel (MW)	Akkumuleret (%)	Middel (MW)
100.00%	6	100.00%	75	100.00%	110

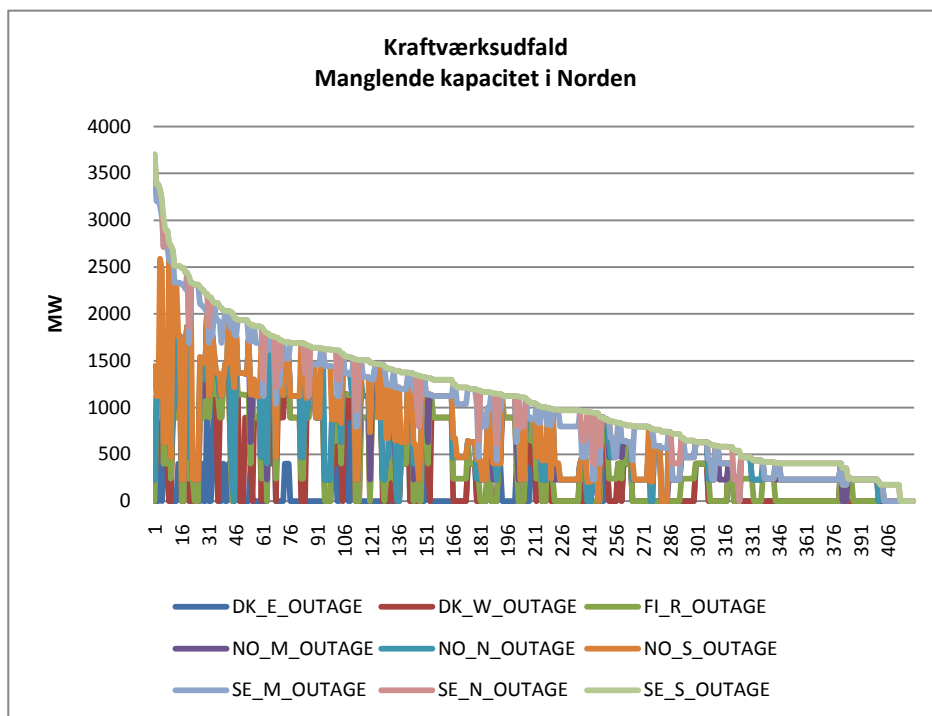
Tabel 37: Scenarietilfælde for udfald af kraftværkskapacitet – Norge

SE_S		SE_M		SE_N	
Sandsynlighed	Effekttab	Sandsynlighed	Effekttab	Sandsynlighed	Effekttab
0.06%	539	0.30%	2,083	1.85%	371
6.75%	330	10.49%	1,156	13.98%	176
0.56%	119	42.02%	648	84.17%	-
92.63%	-	24.59%	182		
		22.61%	-		
Akkumuleret (%)	Middel (MW)	Akkumuleret (%)	Middel (MW)	Akkumuleret (%)	Middel (MW)
100.00%	23	100.00%	444	100.00%	31

Tabel 38: Scenarietilfælde for udfald af kraftværkskapacitet – Sverige

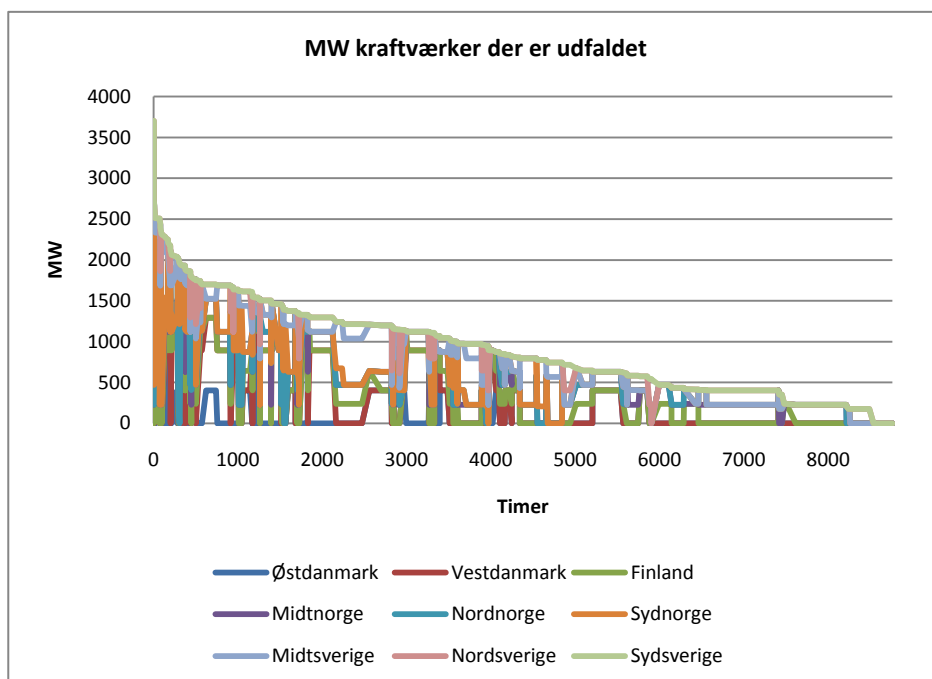
FI	
Sandsynlighed	Effekttab
0.01%	1,139
0.43%	758
3.19%	413
16.64%	218
3.53%	133
76.18%	-
Akkumuleret (%)	Middel (MW)
100.00%	58

Tabel 39: Scenarietilfælde for udfald af kraftværkskapacitet – Finland



Ved den endelige sammenkobling af de forskellige sandsynlighedsscenarier er den totale undfaldende kraftproduktion i Norden som angivet på figuren foroven. X-aksen angiver knudenumre og er sorteret efter totalt samlede samtidig udfald.

Forneden ses den tilsvarende graf med tidsvægtning, dvs. timer på x-aksen.



Der er indarbejdet en sandsynlighed for at værker i kraftværksparken, fordelt geografisk og efter størrelse, til ethvert givent tidspunkt er faldet ud, eller i drift. Det kritiske

i forbindelse med sådanne udfald er hvor meget effekt der ikke er til rådighed. Inputmodellen generer en repræsentativ fordeling af megawatt udfald, som så skal dækkes af værker i kraftværksparken. I elsystemsmodellen ses der bort fra hvilke specifikke værker der er faldet ud, og derfor skal kraftværksparken, eller forbrugsressurser, samlet set kunne levere mere effekt end til at dække forbrug og tab.

Betydningen af værksstørrelserne i et område er signifikant, eftersom fordeling af MW udfald er meget fladere ved ti 10MW anlæg end et 100 MW anlæg.

14.2 *Opbygning af modeldata til beskrivelse af udfald af udlandsforbindelser*

Balmorel modellen har ikke repræsenteret de egentlige linjer i transmissionsnettet, men kun overføringsevnen imellem områder. Flere af disse repræsenterer dog en eller få linjer, fx forbindelserne imellem landende. Udfald af disse inddrages i analysen. Til vurdering af sandsynlighed for at der mangler kapacitet er igen indsamlet data fra Nordpools Urgent Market Messages (UMM). Reduktioner i overføringskapacitet som konsekvens af fejl på nettet er registrerede i de såkaldte *TSO UMMer*, med en hændelsestype der angives ved "Grid failure affecting capacities". UMMerne angiver kapacitet i begge retninger over et markedssnit før, under og efter hændelsen. Som også beskrevet i Appendiks om udfald af kraftværker, er der ofte adskillige UMMer der omtaler den samme hændelse, men i det resulterende datasæt er dubletter naturligvis fjernet eftersom kun sidste UMM omhandlende en given hændelse er anvendt. Da analysens fokus er Danmark og kombinatorikken gør at det er hensigtsmæssigt at begrænse antallet af linjer, er der valgt kun at se på følgende:

- Skagerrak
- Konti-skan
- Jylland-Tyskland
- Øresund
- Kontek

Reduktioner i transmissionskapacitet kan have forskellige omfang afhængigt af hvad der er årsagen til hændelsen. For igen at minimere antallet af udfald, er der valgt at se på 3 situationer, nemlig med 100%, 50% eller 0% kapacitet. På baggrund af statistikkene er der udarbejdet følgende hændelsessandsynligheder for vært af de tre cases.

	Fuld kapacitet	Halv kapacitet	Ude
Skagerrak	51%	47%	3%
Konti-skan	79%	12%	9%
Jylland-Tyskland	92%	4%	4%
Øresund	80%	11%	9%
Kontek	81%	1%	18%

Tabel 40: Fordeling af kapacitetstilstand på udlandsforbindelser

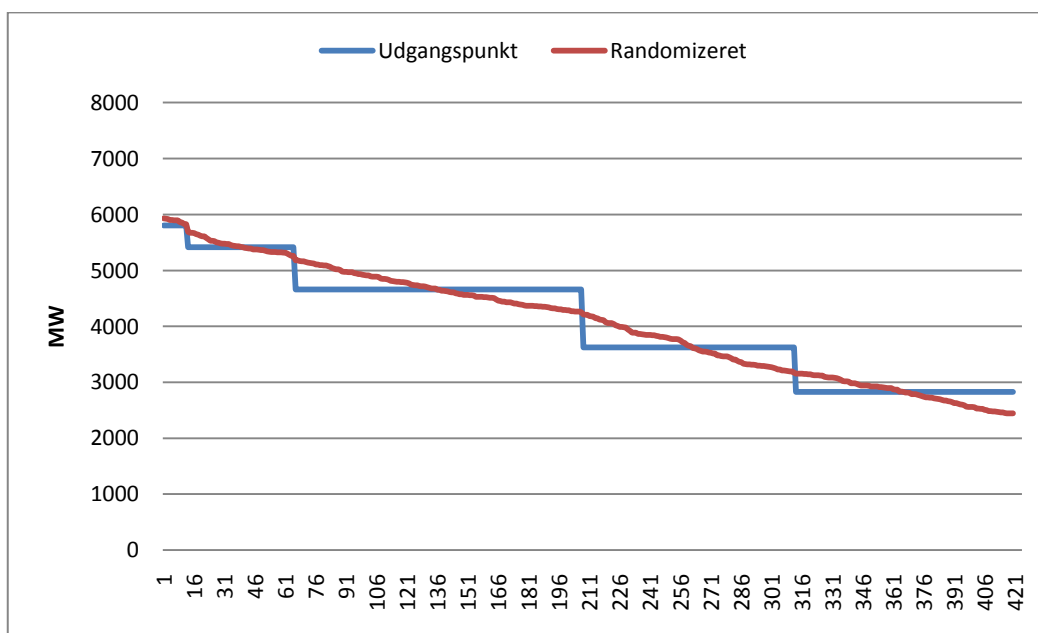
14.3 Forbrugsprofiler

Forbrugsprofiler er dannet på baggrund af historiske temperaturmålinger for Norden i årene 1961-2004 og er givet for Danmark, Norge, Sverige og Finland. Ved brug af en Fourierrække er forbruget fundet på timebasis. Koefficienterne til Fourierrækken er fundet ved en regressionsanalyse lavet på temperaturmålinger og tilhørende el-forbrug i årene 2000-2005. Der er herved fundet en sæsonvariation og en dagsprofil for hvert land, som er benyttet til at danne de vægtede forbrugsprofiler for hvert land. De fundne forbrugsprofiler for hvert land sammenlignes på timeniveau og sorteres efter elforbruget i Danmark. Ud fra dette laves en inddeling af forbruget i de enkelte timer, således at et sandsynlighedstræ kan opstilles med sandsynligheder for et bestemt forbrug, hvor forbruget er fundet som et middel af alle forbrug i hver inddeling. På denne vis findes kan en række scenarier opsættes på baggrund af sandsynligheden for en gruppering af elforbrug.

Følgende niveauer afspejler forholdet i forbruget i de fem forbrugsafsnit der er anvendt i modellen imellem det absolutte spidsforbrug i og den absolut mindste forbrug i forbrugsmodellen.

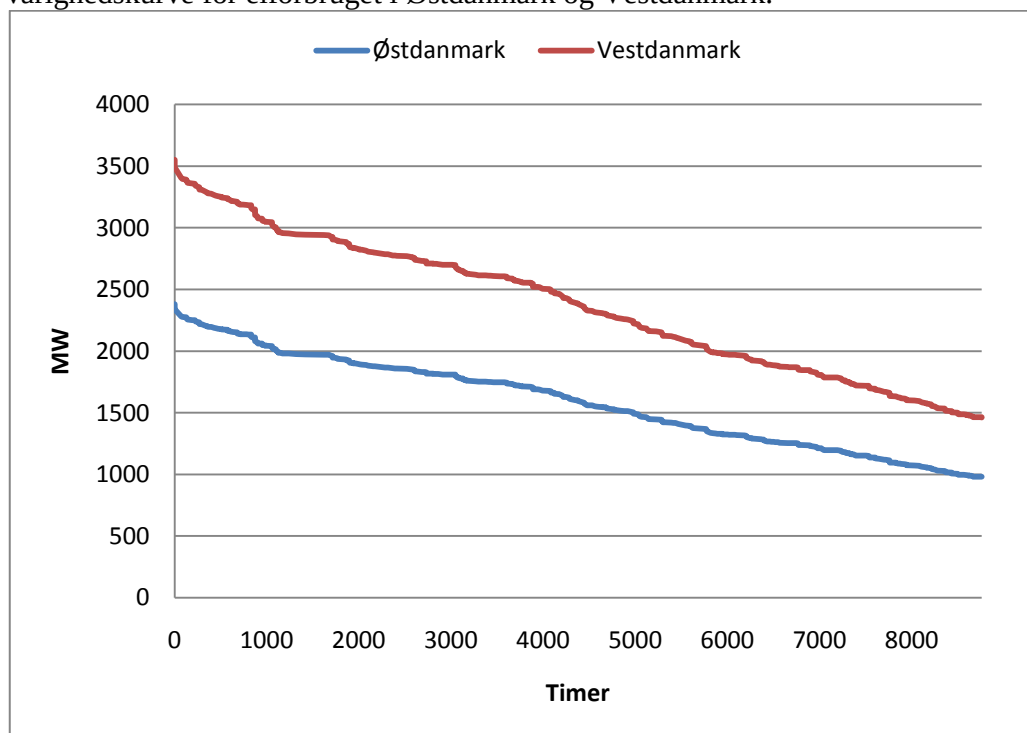
100-98%
98-80%
80-50%
50-20%
20-0%

Til hvert element er beregnet en sandsynlighed for at forbruget en i given time er nærmest det konkrete niveau. For at sikre at spredning af værdier i det endelige scenarie, er der i hvert tidssegment udvalgt forbrugsniveau tilfældigt indenfor intervallerne i det pågældende interval.



Figur 38: Det danske nominelle forbrug fordelt på 420 repræsentative tidssegmenter.

Da de 420 tidssegmenter ikke har den samme vægtning viser nedenstående graf en varighedskurve for elforbruget i Østdanmark og Vestdanmark.



Figur 39: Varighedskurve for elforbruget i Danmark i scenarierne.

14.4 **Sammensætning af scenarie**

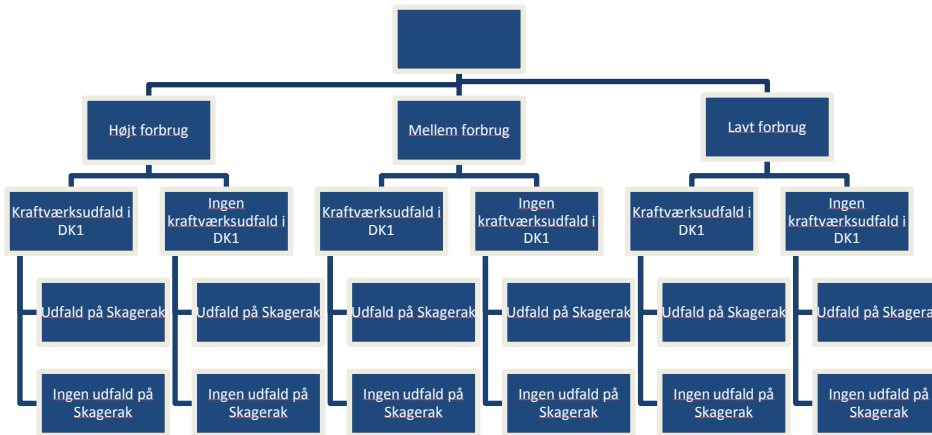
Der er indgået flere kriterier i den endelige sammensætning af det repræsentative scenarie. Det var vigtigt, at scenariet afspejlede korrekt de individuelle sandsynligheder som fremstillet i de foregående appendiks. Ligeledes skulle scenarierne på tilfredsstillende vis afspejle sammenfald af hændelser og hermed de yderste sammentræf af uheldige (fra systemets perspektiv) hændelser, men dog ikke mere usandsynlige end at det kunne med rimelighed siges at man bør planlægge efter det, eller at markedet skulle se en økonomisk mulighed i at afværge de sjældne situationer. Sidst men ikke mindst, skulle det enorme udfaldsrum som fremkommer ved kombinatorisk sammensætning af forskellige tilstande begrænses. Begrænsningen har til formål at producere et antal kombinationer af udfald, som gør det muligt at anvende Balmorel modellens investeringsmodul, for skønt der er reduceret kraftigt i de individuelle mulige tilstande (i.e. vand, forbrug, udfald af værker mv.) så er den kombinatoriske sammensætning af tilbageværende tilstande til stadighed af astronomisk karakter.

Af hensyn til klarheden er der anvendt følgende definitioner i henhold til opsætningen af scenariet:

- Med *hændelsesniveau* menes et niveau i hændelsestræet. Dette er eksempelvis forbruget, tilstanden af en udlandsforbindelse, udfald af kraftværker i en bestemt region.
- Med *hændelsesudfald* menes en blandt flere mulige tilstanden i et bestemt hændelsesniveau. Fx højt forbrug, eller 100 pct udfald af Skagerrak.
- Med *systemtilstand* menes en specifik kombination af et hændelsesudfald for ethvert hændelsesniveau.

- Med *scenariet* menes den samling af systemtilstande, med tilhørende sandsynlighedsfordeling som er anvendt til Balmorel beregningerne.

For at illustrere den anvendte proces er opstillet nedenstående træ:



Dette træ har medtaget træ niveauer af hændelser med tre mulige udfald i hændelsesniveau 1 og to mulige udfald i hændelsesniveau 2 og 3. Det fulde træ giver anledning til 12 mulige systemtilstande (e.g. tilstand = {højt forbrug, kraftværksudfald i DK1, Ingen udfald på Skagerrak}). Målet er at finde en begrænset mængde af systemtilstande og beregne sandsynlighedsvægte for hver af disse tilstand, der overholder at dels, de oprindelige sandsynligheder for enkelte udfald er samlet set overholdt, og dels udvalgt af knuder afspejler en vis diversifitet. Det er en erkendelse, at en kombination af flere knuder, kan til sammen afspejle meget af den information der ligger i andre knuder; dette fremføres som et postulat uden egentligt at eftervises.

14.4.1 Randomiseret delmængde af systemtilstande

Der vælges tilfældige knuder i træet igennem en iterativ proces hvorved en algoritme dykker fra roden af træet ned til bladene. Valget af et bestemt udfald i et hændelsesniveau anvender en uniformfordeling, men der huskes i algoritmen hvor mange gange, den har valgt et bestemt udfald i et bestemt hvert hændelsesniveau. For at sikre bredden i udvalget af systemtilstande beskæres træet løbende i takt med at algoritmen når prædefinerede maksimum for antallet af gange den må vælge det samme udfald. Systemtilstande der er ekstremt usandsynlige frasorteres.

Algoritmen producere med et begrænset antal systemtilstande, afhængig af kalibrering, i omegnen af 100.000 tilstande. Disse er for mange til anvendelse i Balmorel sammenhæng, men på trods af dette, er kun en lille del af den samlede sandsynlighedsmasse repræsenteret. Ved normalisering af tilstandssandsynlighederne, ses desuden at sandsynlighederne for enkelte hændelser ikke er ens med de oprindelige hændelsessandsynligheder.

14.4.2 Vægtning og udvælgelse

Næste trin i processen er at finde vægte således at, dels antallet af systemtilstande begrænses yderligere, og dels at de resulterende sandsynlighedsvægtede systemtil-

stande giver anledning til at de individuelle hændelsestilstande fremkommer med en sandsynlighed der er så tæt som muligt på den oprindelige sandsynlighedsfordeling. Dette gøres ved at løse optimeringsproblemet:

$$\text{Min}_X(\text{Maks}_{e,c} \text{ abs}(\sum_n I_{n,e,c} * X_n - pr_{e,c}))$$

under hensyntagen til:

$$\sum_n X_n = 1$$

Hvor X_n er den fundne sandsynlighed for systemtilstand n , e er hændelsesniveauet og c er et udfald på det konkrete hændelsesniveau. Altså, optimeringsproblemet finder den mindste sandsynligsvægtning af det fundne udpluk af systemtilstande, som har den mindste maksimale afvigelse af sandsynligheden for hver af de individuelle udfaldsmuligheder. Dette problem omformes nemt til et lineært programmeringsproblem som løses med GAMS/CPLEX.

Problemet viser sig at have en høj grad af lineær afhængighed. Dvs. der kun ud fra fx 20.000-30.000 tilfældigt udvalgte knuder tildeles positiv sandsynlighed til 30-40 knuder. Den samlede maksimale afvigelse i procent de originale hændelsessandsynligheder er under 0,1%.

Processen gentages derfor med at finde nye tilfældige systemtilstande, bredt igennem sandsynlighedstræet og tildele sandsynligheder ved løsning af det lineære programmeringsproblem. En løsning der indeholder en gentagelse af en tidligere funden knude med positiv sandsynlighed og forkastes.

Slutresultatet er at 420 unikke systemtilstande er fundet, og de oprindelige sandsynligheder for de individuelle hændelser er fastholdt bevaret.

14.5 Kapacitetskraft i model for effekttilstrækkelighed

I Reference scenariet er derfor indarbejdet et eksplicit krav til effekttilstrækkeligheden. Kravet formuleres ved at der i ethvert land skal være installeret elkapacitet der som minimum svarer til:

Forbrugsspidsen $\leq (5\% \text{ af installeret vindkraft} + (1 - (6,5\% * 70\%)) * \text{installeret øvrig kraft}) * 0.9$

De 0.05 svarer til systemansvaret anslåede kapacitetsværdi af vindkraft. De 0.065 udtrykker kravet til reserver. For Danmark er det antaget at 70% af reserverne skal forefindes indenlands, imens 30% kunne importeres fra nabolandene. Da Danmark har relativt stærke forbindelser ud af landet (ca. 64% af spidsforbruget) vil der sandsynligvis være mulighed for større andel af importerede reserver end i andre lande. Tabel 37 herunder viser de anvendte krav til indenlandsk andel af reserver i Norden. I Tyskland regnes der med at 100% af reserverne skal leveres indenlandsk.

	Danmark	Norge	Sverige	Finland
Spidsforbrug	7.050	22.800	27.600	14.700
Transmission	4.480	4.006	8.640	3.860
Forhold (%)	64%	18%	31%	12%
Krav til andel af indenlandsk kapacitet	70%	92%	85%	88%

Tabel 41: Beregning af krav til intern andel af reserver

Der tages udgangspunkt i at kun 90% af kapacitet vil være til rådighed på et givet tidspunkt. Denne modellering tager udgangspunkt i gennemgangen af Nordel og UC-TE regler, og er derfra tilpasset modellens formkrav.

15 Bilag 5: Modelsimulering af markedsgjort effekt-tilstrækkelighed

Den anvendte simuleringstilgang tager udgangspunkt i hvordan energisystemet kunne se ud i en stationær tilstand år ca. 2020. Med stationaritet forstås at driften i sig selv ikke er udtrykt for driften i 2020, men repræsenterer en bedre nedskrivelse af de mulige kritiske hændelser i elsystemet, der ikke nødvendigvis sker hvert år, og hvor sammenfald imellem flere hændelser er usandsynlige i et specifikt år.

Fejl! Ugyldig kæde. Tabel 42: Elproduktionskapacitet i de tre scenarier

Elsystemet i Norden og Tyskland er i udgangspunktet fremskrevet til 2020 igennem en gradvis nedskrivning af kapacitet ved vurderet udtjent levetid. I nedenstående tabel er vist hvorledes den installerede elkapacitet er antaget at udvikle sig i udgangspunktet fra 2010 til 2020.

MW	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Kul & brunkul	2.818	2.463	28.813		640	34.735
Olie	253	1.029	2.667	120	2.170	6.238
Affald	187		1.400	13	88	1.688
Naturgas	2.064	1.348	11.110		545	15.067
A-kraft		4.256	9.256		9.782	23.294
Tørv		1.134			38	1.172
Biomasse	812	1.253		19	1.538	3.622
Hydro		2.977	8.765	27.603	16.436	55.781
Vind	2.865	860	22.866	815	1.249	28.655
Total	8.998	15.321	84.877	28.570	32.485	170.252

Tabel 43: Elproduktionskapacitet i udgangspunktet

Balmorel modellen kan beregne de optimale investeringer i el og varmeproduktionskapacitet, lagre mv., under hensyntagen til givne rammer. Modellen kan hermed erstatte eller supplere den givne kapacitet. Der investeres ud fra et katalog af teknologier med tilknyttede tekniske og økonomiske egenskaber e.g. virkningsgrader, emissionsfaktorer, investeringsomkostninger og driftsomkostninger.

Det har været nødvendigt at udvikle modellen i dette projekt, så den kan afvikle anlæg der ikke er rentabelt at holde i drift. Anlægskapacitet angivet i Tabel 43 er tilknyttet årlige faste drifts og vedligeholdelsesomkostninger som skal dækkes af driftsindtægt. Sker dette ikke i markedet skrottes de af modellen. Det eksisterende kapitalapparat betragtes som sunk costs og det er dermed ikke et krav at disse kan dækkes i markedet.

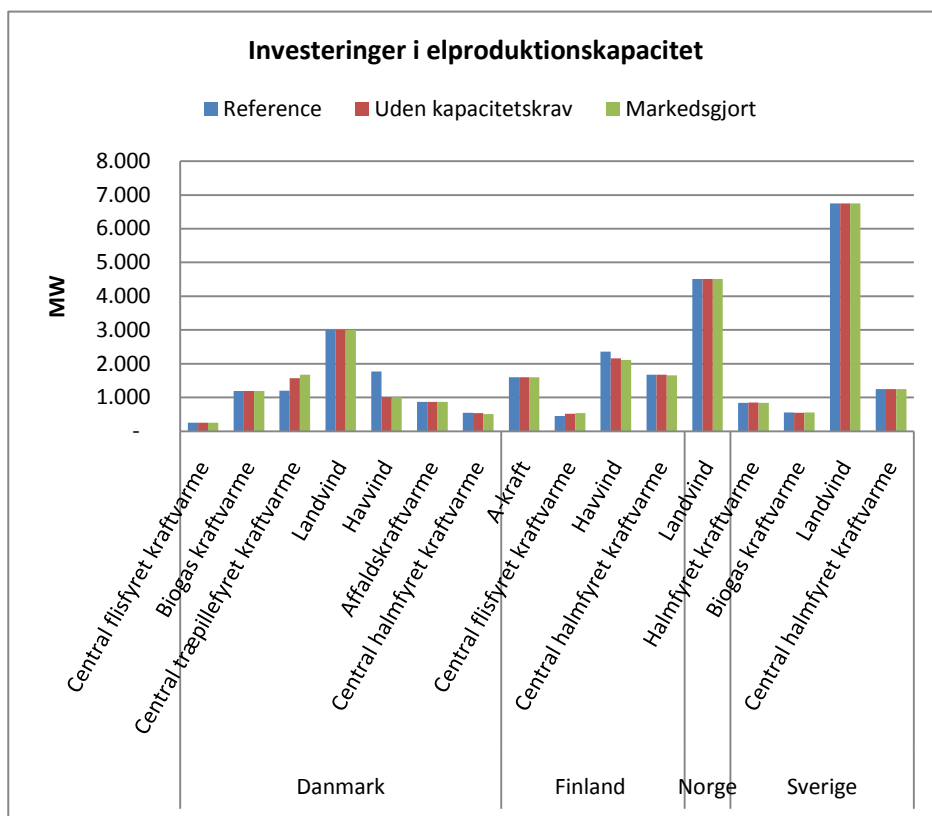
Dermed har modellen:

- En udviklingsplan for eksisterende kapacitet
- Mulighed for dekommissionering af kapacitet der ikke er rentabelt at holde i drift.
- Mulighed for investering i ny kapacitet.

Dermed danner modellen en stationær ligevægt for kapacitetsbalancen på mellemlang sigt baseret på forhold imellem kapitalomkostninger, faste og variable driftsomkostninger (brændsel, CO₂, afgifter, mv.) og priser på el og varme der fremkommer endogen i modellen.

Når ikke rentable værker fjernes, stiger elpriserne i de timer hvor de havde kunne agere i markedet. Dermed øges incitamentet til at investere i ny kapacitet. Når ny kapacitet installeres vil deres indtræden i markedet presse priserne i de timer de indgår i den samlede produktion, og dermed udhules det mulige dækningsbidrag fra eksisterende anlæg, hvoraf nogle ikke vil kunne indhente det nødvendige dækningsbidrag til at dække deres faste omkostninger.

Nedenstående figur viser hvilken elproduktionsteknologier der installeres i de tre scenarier.



Figur 40: Investeringer i elkapacitet.

Fjernelse af effektkravet reducerer investeringer i vindkraft i Danmark og Finland. Samtidigt øges investeringerne i biomassefyret kraftvarme.

(mio kr)	Central træpillefyret kraftvarme	Central halmfyret kraftvarme	Central flisfyret kraftvarme	Biogas kraftvarme	Affaldskraftvarme	Gaskedler
Elsalg	1.605	1.197	730	1.258	920	
Varmeværdi	2.030	857	398	2.246	2.506	433
Systemtjenester			16			
Variabel D&V	101	119	73	1.755	1.370	4
Energiomkostning	2.858	1.196	780			203
CO2 kvoter				-340	230	37
Varmeproduktionsbeskatning						149
Elproduktionsbeskatning	-653	-470	-294	-1.530		
Brændselsknaphed		467	240	1.047	-2.991	
Fast D&V	241	109	50		1.516	3
Kapitalomkostninger	1.088	634	294	2.573	3.302	37
Bruttofortjeneste	1.329	742	345	2.573	4.818	40
Driftsfortjeneste	1.088	634	294	2.573	3.302	37
Årlig profit	-	-	-	-	-	-

Tabel 44: Økonomi i ny termiske produktionskapacitet i Danmark

På Tabel 44 præsenteres økonomien i de termiske investeringer der er foretaget i Danmark i referencescenariet. Opgørelsen er opgjort i forhold til indtægter, direkte (eller variable) omkostninger og faste udgifter (inkl. afskrivninger).

- Elsalget er udtryk beregnet som summen af elpriser på timebasis ganget med elproduktionen.
- Varmeværdien er udtryk for den marginale værdi af varme i de respektive varmesystemer ganget med varmeproduktionen på enhederne.
- Systemtjenester er udtryk for et nødvendigt margintillæg for at holde 500 MW samlet central kraftproduktion i drift trods lave elpriser. Skyggeværdien af denne begrænsning er multipliceret med kraftproduktionen i disse timer fra de pågældende anlæg.
- Variable D&V, Energiomkostning (brændselskøb) og CO2-kvoter er direkte variable produktionsomkostninger på anlæggene.
- Varmeproduktionsbeskatning er energi- og CO2-afgift, hvor elproduktionen er fritaget og kedelproduktion ifm. kraftvarmesystemer er underlagt elpatronloven, hvilket medfører at beskatning sker på outputsiden.
- Elproduktionsbeskatning, her en negativ omkostning, er udtryk for biomasse-tilskud til elproduktion (og derfor i virkeligheden en indtægt).
- Brændselspriser er eksogene parametre, men visse brændsler er begrænset i deres tilgængelighed ved disse priser. Brændselsknaphed er udtryk for skyggeværdien af denne begrænsning, dvs. den merpris som brændselshandleren kunne tage.
- Fast D&V er den produktionsuafhængige del af drift og vedligeholdelsesomkostninger.

- Kapitalomkostninger svarer til den årlige afskrivning på anlægget og dets finansiering.

De centrale træpillefyrede kraftvarmeanlæg er et støvfyrede anlæg der anvender træpiller eller halmpiller som brændsel, hvilket er antaget at følge en international markedspris. Dette brændsel er derfor særligt korreleret med internationale priser på andre likvide brændsler som kul, naturgas og olie. Biogas er modelleret som en resurse der ikke har nogen positiv alternativ anvendelse (bl.a. da råmaterialet også kan anvendes som gødning efter det er afgasset). Omkostningerne til transport og håndtering er indeholdt i D&V omkostningerne på biogasanlægget, ligesom det inkluderer både selve biogasanlægget og gasmotorer i drift og investeringsomkostningerne.

Halm og træflisfyrede centrale anlæg er store anlæg der anvender biomassen uden at den laves til piller. Det antages at disse anlæg udnytter lokale resurser og dermed er brændselsforsyningen begrænset i sin mængde og den eksogene pris er udtryk for en produktionspris eller en mindste pris, hvortil lægges bidraget fra brændselsknaphed.

Biogas kraftvarmen modtager både tilskud på 40 øre/kWh samt gevinst fra fortrængning af CO₂ ækvivalenter. Dette bidrager til at modsvare de relativt høje kapitalomkostninger og driftsomkostninger.

Affaldskraftvarme betaler en negativ størrelse i brændselsknaphed. Dette skyldes at det producerede affald skal brændes af. Brændselsknapheden udtrykker dermed den nødvendige affaldsbehandlingsafgift der modtages af anlægget for at gøre investering og drift rentabelt.

De tre sidste rækker i tabellen viser nøgletallene:

- Bruttofortjeneste er defineret som indtægter fratrukket alle variable (produktionsafhængige) omkostninger.
- Driftsfortjeneste er defineret som bruttofortjenesten minus de faste årlige omkostninger med undtagelse af afskrivninger.
- Årlig profit er driftsfortjenesten efter kapitalomkostninger (afskrivninger) er fratrukket.

Tabellen fremhæver en væsentlig egenskab ved modellen og dens teoretiske fundament. Aktivitetsvariablen for investering i en teknologi øges indtil der ikke optjenes overnormal profit. Derfor er profitten ved alle investeringer nul. Dette skylder den antagelse, at alle andre aktører (i.e. brændselshandleren, elforbrugeren/elmarkedet, varmemeforbrugeren/varmeaftageren og systemansvaret) ikke betaler overpris for varer købt af anlæggets ejer, eller modtager underbetaling for ydelser solgt til anlæggets ejer. Endvidere, at konkurrencen er fuldstændig og aktivitetsvariablene (i.e. niveauet af investering) er kontinuert, hvilket betyder at niveauet af investeringer vil hæves præcis der ikke kan tjenes positiv marginal profit ved yderligere investering. Tabellen virker altså som en kontrol af den interne logik i modellen. Det kan forekomme underligt at graden af rentabilitet i at investere i en bestemt teknologi ikke giver sig til udtrykt den årlige profit. Denne ses nærmere ved omfanget af investeringer, MW kapacitet installeret, der kan foretages med ikke negativ profit.

	Central træpillefyret kraftvarme	Central halmfyret kraftvarme	Central flisfyret kraftvarme	Biogas kraftvarme	Affalds- kraftvarme	Gaskedler
Elsalg	37%	47%	51%	23%	14%	
Varmeværdi	47%	34%	28%	42%	39%	100%
Systemtjenester			1%			
Variabel D&V	2%	5%	5%	33%	21%	1%
Energiomkostning	67%	47%	54%			47%
CO2 kvoter				-6%	4%	9%
Varmeproduktionsbeskatning						34%
Elproduktionsbeskatning	-15%	-19%	-20%	-28%		
Brændselsknapthed		19%	17%	19%	-47%	
Fast D&V	6%	4%	4%		24%	1%
Kapitalomkostninger	25%	25%	20%	48%	51%	8%
Bruttofortjeneste	31%	29%	24%	48%	75%	9%
Driftsfortjeneste	25%	25%	20%	48%	51%	8%
Årlig profit						

Tabel 45: Marginer for nye termiske værker

ses yderligere nøgletal hvor de enkelte poster fremstilles som procent af omsætningen.

Da profitten er nul for alle nyinvesteringerne er driftsmarginen lig med afskrivningernes andel af de samlede omkostninger (eller den samlede indtjening) på teknologien.

	Landvind	Havvind	Landvind	Havvind	Landvind	Havvind
	mio kr	mio kr	% af omsætning	% af omsætning	kr/MWh	kr/MWh
Elsalg	2.869	2.501	72%	78%	368	366
Produktionstilskud	1.096	720	28%	22%	141	105
Variabel D&V	102	166	3%	5%	13	24
Fast D&V	307	506	8%	16%	39	74
Offeromkostning	1.560	260	39%	8%	200	38
Kapitalomkostninger	2.067	2.331	52%	72%	265	341
Bruttofortjeneste	3.863	3.054	97%	95%	495	447
Driftsfortjeneste	1.996	2.289	50%	71%	256	335
Årlig profit	-71	-42	-2%	-1%	-9	-6

Tabel 46: Økonomien i ny dansk vindkraft i referencescenariet

Tabel 46 viser økonomien for ny dansk vindkraft som henholdsvis total tal, procentvis i forhold til omsætningen og angivet i kr/MWh fordelt over en antaget levetid på 20 år. Der er regnet med det samme tilskud til vindkraften på hav og på land, nemlig 25 øre/kWh i 22.000 fulldlastimer. Dette gør at tilskuddet til havvind per MWh er lavere end for land, da havvind har flere fulldlastimer over møllens antagende levetid. Den samlede årlige profit ved investeringerne er igen nul, dog indregnet skyggeværdi af at der er begrænsninger i hvor mange vindmøller der kan stilles op forskellige steder, hvilket giver anledning til en overpris der enten kan tilkomme fx vindmøllens ejer eller jordejeren. Den gennemsnitlige afsætningspris for vindkraften er et par kr. per MWh lavere end gennemsnitsprisen (ca. 384 kr/MWh) da vindkraften i kraft af sine lave variable omkostninger er med til at trykke elprisen på engrosmarkedet.

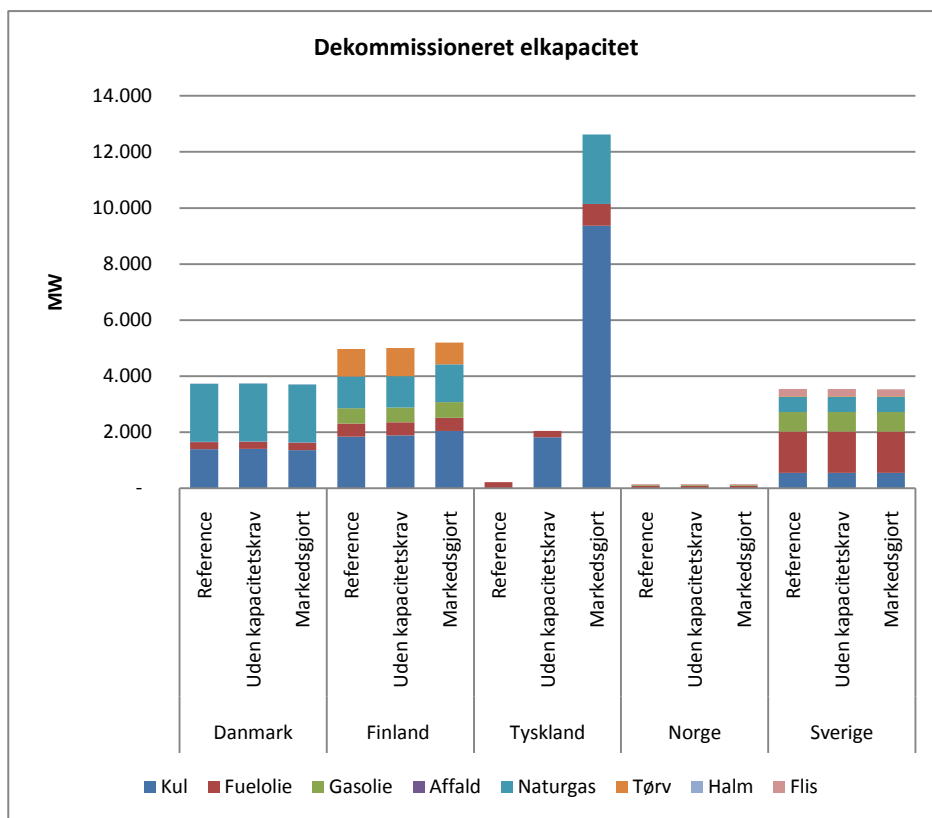
	Elpatroner	Varme- pumper	Elpatroner	Varme- pumper	Elpatro- ner	Varme- pumper
	mio kr	mio kr	% af omsætning	% af om- sætning	kr/GJ	kr/GJ
Varmeværdi	387	6.102	100%	100%	154	127
Variabel D&V	-0	-72	0%	-1%	-0	-1
Energiomkostning (mio kr)	176	1.257	46%	21%	70	26
Varmeproduktionsbeskatning	135	2.575	35%	42%	54	54
Fast D&V	-	38	0%	1%	-	1
Kapitalomkostninger	76	2.160	20%	35%	30	45
Bruttofortjeneste	76	2.341	20%	38%	30	49
Driftsfortjeneste	76	2.303	20%	38%	30	48

Tabel 47: Økonomien i elpatroner og varmepumper der installeres i fjernvarmesystemer

Tabel 47 viser en tilsvarende opgørelse af økonomien i elpatroner og varmepumper i fjernvarmesystemer. Installationen af varmepumper er langt større end elpatroner, grundet den relativt høje COP. Elpatronerne er dog billigere i installationsomkostninger, anvendes derfor primært til spidslast. Dette bekræftes af den højere gennemsnitlige varmeværdi.

Skrotninger

I takt med at der investeres, afvikles der også i modellen en elkapacitet kapacitet. På figuren herunder er det illustreret i Referencen og i det Markedsgjorte scenarie, hvilket elkapacitet der afvikles i de forskellige lande. Mængde af kapacitet er afvikles er signifikant i begge scenarier. Ifølge modellens logik, kan det i udgangspunktet betale sig i 2020 at afvikle en substantiel andel af del installerede effekt.



Det er væsentligt at holde for øje, at disse simuleringer ikke eksklusivt afspejler udviklingen af elsektorens kapitalapparat af hensyn til forsyningssikkerheden. De fleste af de investeringer der foretages i begge scenarier sker af hensyn til forsyning. Som der også er gjort rede for tidligere i denne rapport, er det ikke muligt på sin vis heller ikke hensigtsmæssigt at fuldstændigt adskille forsyning og forsyningssikkerhed. De to fremkommende sammensætninger af kraftværksparken er inden for modellens interne logik, et udtryk for den mest effektive måde at tilfredsstille krav om forsyning og forsyningssikkerhed. Men i modellen er der også andre elementer der spiller ind. Der er fx de politiske krav, som EU kravet om 20% vedvarende energi i 2020. Dette krav er også opfyldt i begge scenarier, og er en driver for en del af den udskiftning der ser i scenariet. Baggrunden for at det er strengt nødvendigt med en komparativ analyse er netop at det forsøges at differentiere de to scenarier med den forskellighed som det har været muligt at identificere og modellere, imellem de markedsgjorte og ikke markedsgjorte system.

På tabellen herunder er opgjort installeret effekt i de to scenarier efter fjernelse af udtjente anlæg, anlæg skrottet af modellens økonomiske hensyn og kapacitet der er endogent installeret i modellen.

	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Kul og brunkul						
Reference	1.425	618	68.727		83	70.853
Uden kapacitetskrav	1.414	576	66.529		83	68.601
Markedsgjort	1.451	412	57.619		83	59.565
Naturgas						
Reference	0	227	23.181	0	0	23.408
Uden kapacitetskrav	0	227	11.110	0	0	11.337
Markedsgjort	0	10	8.627	0	0	8.637
Olie						
Reference	0	11	2.444	0	0	2.455
Uden kapacitetskrav	0	35	2.444	0	0	2.479
Markedsgjort	0	0	1.891	0	0	1.891
Biogas						
Reference	1.187	0	0		555	1.742
Uden kapacitetskrav	1.187	0	0		541	1.728
Markedsgjort	1.187	0	0		557	1.745
A-kraft						
Reference		5.856	9.256		9.782	24.894
Uden kapacitetskrav		5.856	9.256		9.782	24.894
Markedsgjort		5.856	9.256		9.782	24.894
Tørv						
Reference		145			13	158
Uden kapacitetskrav		135			13	148
Markedsgjort		353			13	366
Biomasse						
Reference	2.803	3.382	8.266	0	3.385	17.837
Uden kapacitetskrav	3.162	3.445	8.164	0	3.395	18.167
Markedsgjort	3.235	3.446	7.736	0	3.382	17.800
Vandkraft						
Reference		2.977	8.765	27.603	16.436	55.781
Uden kapacitetskrav		2.977	8.765	27.603	16.436	55.781
Markedsgjort		2.977	8.765	27.603	16.436	55.781
Affald						
Reference	1.040		1.400	0	88	2.528
Uden kapacitetskrav	1.040		1.400	0	88	2.528
Markedsgjort	1.040		1.400	0	88	2.528
Vindkraft						
Reference	7.638	3.220	36.233	5.326	8.000	60.417
Uden kapacitetskrav	6.879	3.014	36.562	5.326	8.000	59.781
Markedsgjort	6.879	2.968	38.035	5.326	8.000	61.208
Total						
Reference	14.094	18.918	158.272	32.929	38.342	260.073
Uden kapacitetskrav	13.683	18.192	144.230	32.929	38.338	245.444
Markedsgjort	13.793	17.997	133.329	32.929	38.341	234.415

Tabel 48: Samlet elkapacitet i de to scenarier efter skrotninger og investeringer

Når man sammenligner den resulterende elproduktionskapacitet i de to scenarier kan man observere følgende:

- I Referencescenariet er der væsentligt mere elproduktionskapacitet. Det skyldes, at modellen ikke kun skal tilfredsstille den højeste forbrugsspids, men den skal også tilfredsstille et kapacitetskrav, der når det formuleres som et hårdt kriterium, højst sandsynlig vil være noget højere end det som er nødvendigt for at dække den kritiske time.
- I de Markedsgjorte scenarie er den rå elproduktionskapacitet lavere. Når forbrugerne modtager og reagerer på et markedsprissignal, har lavet en aftale om afbrydelighed eller tilsvarende har mulighed for at udtrykke deres præference for forsyningssikkerhed, og denne gode desuden igennem teknologi er tilbudt i omstændigheder der tilfredsstiller nødvendigheden af rivalisering og eksklusivitet, er det muligt at tilpasse niveauet af forsyningskapacitet, til de efterspurte forhold.

Optimale skrotninger af teknologier i de to scenarier

Ligesom med de endogene investeringer er der særlige økonomiske modelegenskaber der forklarer tendensen i skrotninger. I det følgende fokuseres på Danmark, men de samme effekter gør sig gældende i hele systemet.

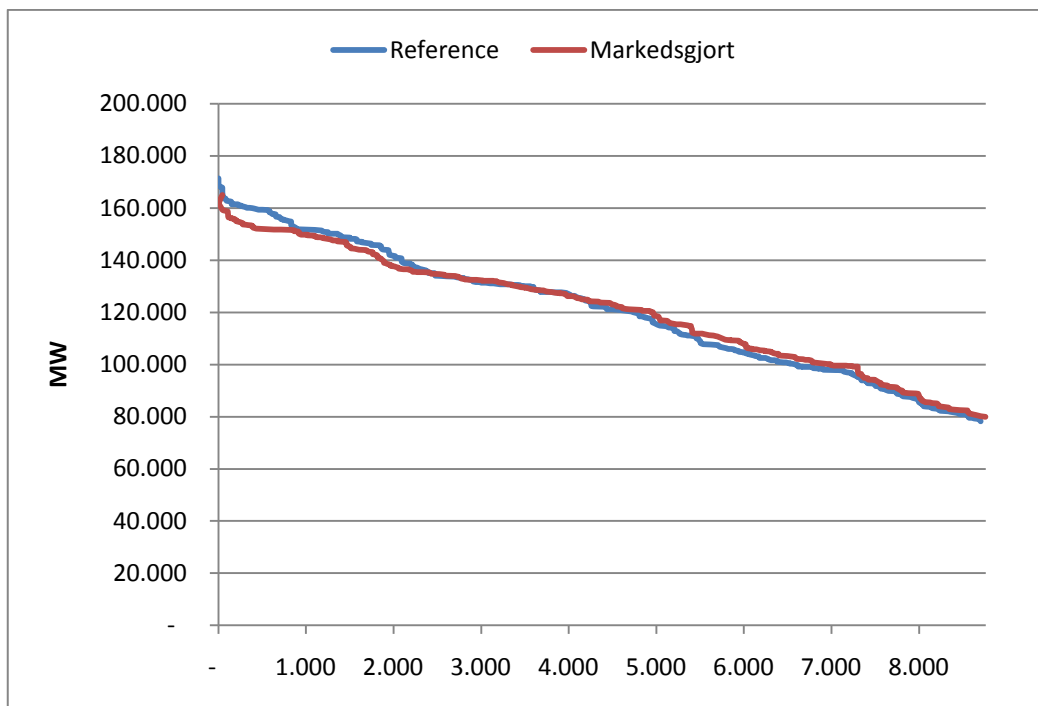
Skrotninger kan opdeles i to kategorier:

- De anlægstyper der skrottes fuldstændigt. Her afskrives eventuel resterende kapitalværdi af anlæggene.
- De anlægstyper der skrottes delvist, dvs. hvor der tilbagebliver en andel af det kapacitetsmæssige udgangspunkt.

Der ses en fremstilling af økonomien i de teknologier der skrottes delvist. Der er tale om mindre kulkraftvarme, oliefjernvarmekedler, naturgaskedler og noget decentrale halmfyret kraftvarme. Den tilbageværende kapacitet har en driftsfortjeneste på 0, dvs. at der skrottes kapacitet frem til at dette er tilfældet. Var driftsfortjenesten positiv, ville den marginale kapacitet ikke være blevet skrottet. Var driftsfortjenesten negativ, ville der skrottes yderligere kapacitet. Her er igen tale om modellens sammenhæng med den økonomiske teori under de gældende antagelser om perfekte markeder og perfekt og symmetrisk information.

Det sammenhængende elsystem – Norden og Tyskland

I dette afsnit fremhæves nogle resultater fra det sammenhængende elsystem. Der sættes fokus på de tidsmæssige variationer i produktion og transmission og hvorledes disse hænger sammen med forbrug.



Figur 41: Varighedskurve for elproduktion i Norden og Tyskland

Figur 41 illustrerer en varighedskurve for den samlede elproduktion i Norden og Tyskland i de to scenarier. De to scenarier adskiller sig kun lidt når man betragter det samlede system.

Der er sat fokus på de øverste tidsafsnit i modellen valgt ud det laveste produktions niveau i de fem øverste afsnit i det markedsgjorte scenarie. Dermed er der fra referencen valgt de tidsafsnit hvor produktionen af større eller lig med den laveste samlede produktion i de fem markedsgjorte tidsafsnit. Alle de seks øverste produktioner ligger tæt på hinanden i referencen og er udtryk for hændelser af meget lille hyppighed. Disse hændelsers ”varighed” er 0.012, dvs. hver især er udtryk for en time hver firsindstyvende år. Lægges de seks sammen, er der altså tale om at en af dem forekommer hver 14. år. I et markedsgjorte tilfælde er der det fjerde tidsafsnit repræsentativt for knap 43 timer i året. Kun den øverste observation er på linje med de fem i referencen og ligger lidt under den øverste i referencen. Dette vil sige at hændelsen hvor der er behov for produktion på over 170.000 er gået fra at være en 14 års hændelse til en 80 års hændelse. Med andre ord, tåler man en afbrydelse hver firsindstyvende år, men ikke hver 14. år kunne man i dette tilfælde spare 1-1.5 GW produktionskapacitet i Norden.

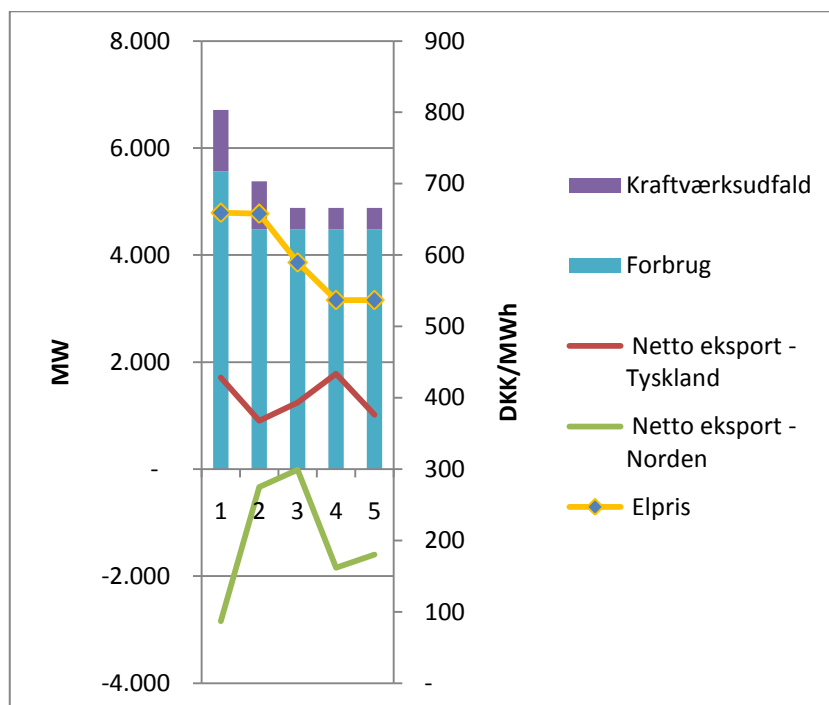
Sammenligning af scenarierne i de timer der har de højeste elpriser i Danmark

I dette afsnit undersøges de tidsafsnit i modellen hvor elpriserne bliver særligt høje. Der er valgt at fokusere på de fem tidsafsnit med den højeste gennemsnitlige danske elpris.

De fem tidsafsnit med de højest gennemsnitlige elpriser			
Reference		Markedsgjort	
Varighed af tidsafsnit	Elpris	Varighed af tidsafsnit	Elpris
0,38	659	0,38	791
32,27	658	32,27	547
0,44	590	0,44	537
0,01	537	0,01	530
27,57	537	27,57	515

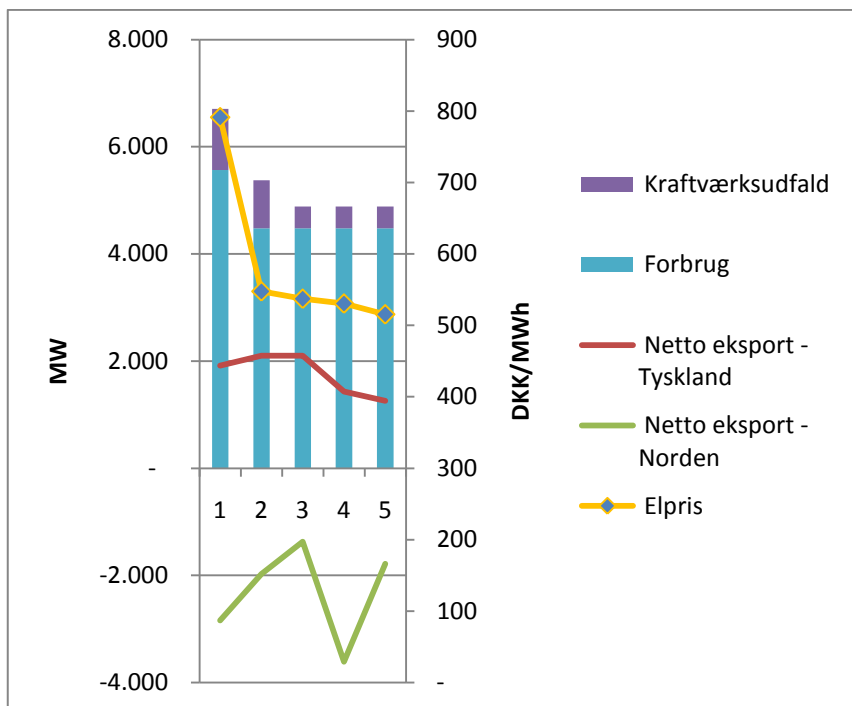
Tabel 49: Elprisen og varigheden af tidsafsnit med de højeste elpriser

Af Tabel 49 fremgår det at de tidsafsnit de 5 tidsafsnit med de højeste priser at repræsentere en hyppighed på under 1 time per år. Den højeste pris forekommer ca. hver 3. År. Den næsthøjeste en gang hver 100 år. Blandt de høje priser er der dog et tidsafsnit der repræsenteres 52 timer i året.



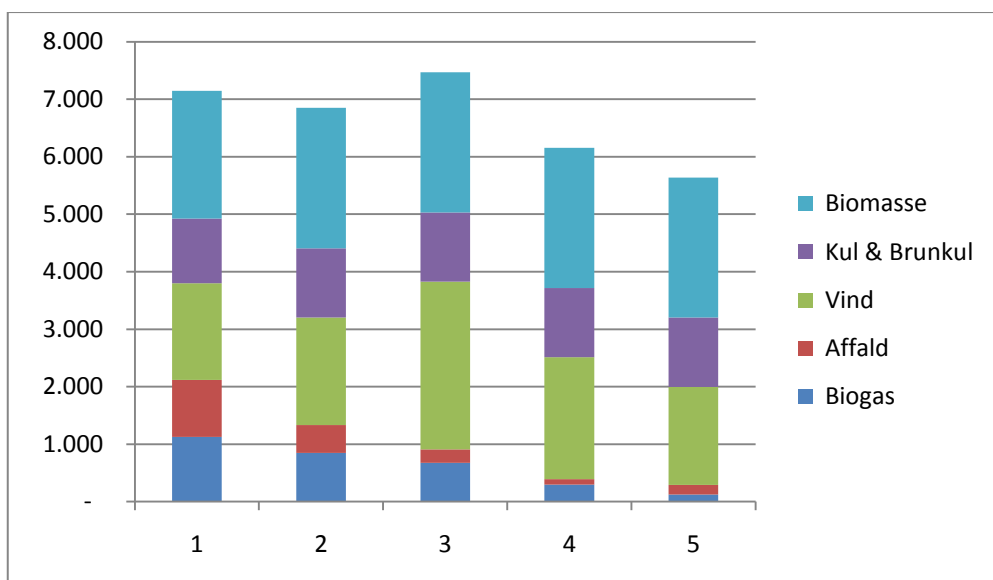
Figur 42: Reference – De fem højeste danske priser

I referencen er den højeste pris 659 DKK/MWh. Dette tidsafsnit har højt forbrug og en væsentlig mængde udfaldet danske kraftværkskapacitet. Disse er dog lavede end både anden og tredje højeste elpris afsnit. Der er fælles for alle de fem tidsafsnit at der er væsentlig eksport til Tyskland og import fra Sverige og Norge. Den højeste time er der dog mindre import fra Norden end i anden og tredje højeste. I ingen af de fem tidsperioder er der reduceret kapacitet på udlandsforbindelserne.

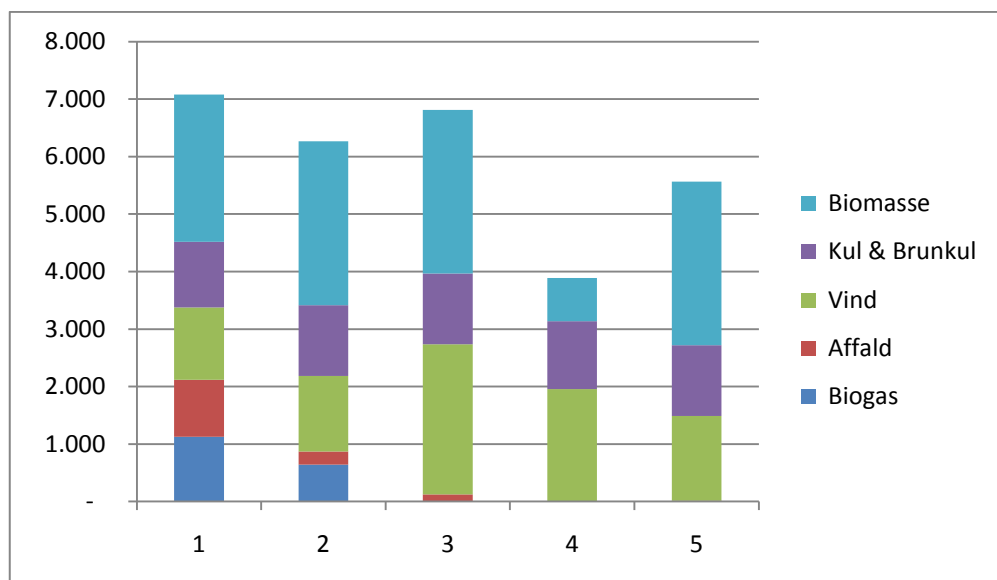


Figur 43: Markedsgjort – De fem højeste danske priser

I tidsafsnit 2 er der samtidigt udfald af Skagerrak og Øresundsforbindelsen, hvilket forklarer den lave transit fra Norden. I tidsperiode 3 er der endnu udfald på Øresundsforbindelsen. Der er fuldt kapacitet imod kontinentet i alle de fem tidsperioder.



Figur 44: Elproduktion i Danmark: Reference – De fem højeste danske priser



Figur 45: Elproduktion i Danmark: Markedsgjort – De fem højeste danske priser