



Ea Energianalyse

Energieffektive og intelligente bygninger i et smart energisystem

BAGGRUNDSRAPPORT 1 – DET SMARTE ENERGISY-
STEM OG SAMSPILSPUNKTER MELLEML FORSYNINGS-
SYSTEMER OG BYGNINGER

Version: Juni 2018

Udarbejdet af:
Kirsten Dyhr-Mikkelsen
Mikael Togeby

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
www.eaea.dk

Forord

Regeringen har igangsat initiativet om "Energieffektive og intelligente bygninger", som har til formål at fremme energieffektiviseringen og fleksibelt energiforbrug i bygninger. Som led i dette initiativ har SWECO og Ea Energianalyse i perioden november 2017 til marts 2018 gennemført en analyse for Energistyrelsen, der beskriver muligheder og udfordringer for udnyttelse af eksisterende bygningernes fleksibilitetspotentiale og indpasningen i fremtidens energisystem. Termen 'bygninger' omfatter i denne forbindelse kun eksisterende bygninger inden for husholdninger, handel & service samt institutioner – altså hverken industri eller nye bygninger. Analysen skal bidrage til beslutningsgrundlaget for fastsættelsen af de langsigtede rammer for indsatsen til fremme af energieffektivitet og fleksibelt energiforbrug i bygninger.

Resultatet af analysearbejdet er samlet i en hovedrapport samt tre tekniske baggrundsrapporter:

1. Det smarte energisystem og samspilspunkter mellem forsyningssystemer og bygninger,
2. Analyse af potentialer, omkostninger og andre barrierer for samspil mellem bygninger og forsyningssystem,
3. Bygningers mulige bidrag til et fleksibelt energisystem.

Denne baggrundsrapport er den første af de tre.

Anvendte forkortelser

Forklaring	
DK1	Østdanmark
DK2	Vestdanmark
EE	Energieffektivisering
ppm	Parts per million
SRO	Styring, regulering og overvågning
TSO	Transmissionssystemoperatør
VE	Vedvarende energi

Indhold

Forord	ii
1 Motivation for at levere fleksibilitet.....	1
1.1 Integration af mere vindkraft.....	2
1.2 Styrkelse af forbrugernes stilling i elmarkedet	3
1.3 Styrkelse af prissætningen i elmarkedet	6
1.4 Sammenfatning	8
2 Potentiale for fleksibilitet.....	10
2.1 Typer af fleksibilitet.....	10
2.2 Slutanvendelsernes fleksibilitet	10
2.3 Sammenfatning	15
3 Gevinster ved at levere fleksibilitet	16
3.1 Pejlemærker i spotmarkedet	16
3.2 Nettariffer	20
3.3 Regulérkraft	21
3.4 Brændselsskift.....	21
3.5 Prisudvikling	21
4 Modelarbejdets forudsætninger og overordnede metode	23
5 Energipriser mod 2050	30
5.1 Brændselspriser.....	30
5.2 Elpriser	34
5.3 Varmepriser	40
5.4 Transportpriser.....	41
6 Sammenfatning	45
7 Referencer	46
Appendiks: Demand response i dag	50

1 Motivation for at levere fleksibilitet

Data og regnekraft

Vores energisystem har været under voldsom forandring de sidste 10 år – og udviklingen fortsætter. Kommunikation og beregningskraft bliver kraftigere og billigere, hvilket åbner nye muligheder for optimering af forsyning og priser. Hurtige og effektive systemer kan styre selv relativt små forbrug, og det kan spille en væsentlig rolle i at balance fremtidens energisystem. Ambitionen om en grøn og omkostningseffektiv energiforsyning betyder, at vi i fremtiden i stedet for at variere produktionen efter behovet, i højere grad skal variere forbruget efter produktionen. Energieffektivisering er vigtig i denne sammenhæng.

I dag er der positive erfaringer med at bruge omkring 600 MW elkedler som fleksibelt elforbrug (i danske fjernvarmenet) og tilsvarende med tung industri (fx i Norge og Finland). Tiden er inde til også at lade de største bygninger bidrage med fleksibilitet. Næste trin kan være individuelle varmepumper og el-køretøjer og på længere sigt vil også mindre bygninger og forbrug kunne medvirke.

Bygningers bidrag

På kort sigt vil bygninger primært bidrage vha. styring af elforbrug til varme, pumpning og ventilation, men efterhånden som erfaringer høstes, vil systemerne udvikles til at kunne omfatte andre områder inden for el og også forbrug inden for fjernvarme og naturgas. Bygninger vil bl.a. kunne bidrage med en lager-funktion, som er efterspurgt i et vindkraft-domineret system.

Et skift til et mere intelligent energiforbrug i bygninger er motiveret af flere fordele. Hvis emnet betragtes for snævert, vil det være vanskeligt, at få forretningsmodellerne til at hænge sammen. En bred og fremtidsorienteret tilgang er påkrævet, hvis det skal lykkes. Motivationerne i forhold til elsystemet omfatter bl.a.:

- Energibesparelser.
- Styrkelse af forbrugernes stilling i elmarkedet og aktivering af dem i helt nye markeder, som fx bedre udnyttelse af kapaciteten i distributionsnet eller levere systemydelser, fx frekvensreserver. Levering af nye ydelser, fx i forhold til drift af distributionsnet.
- Bedre konkurrence i elmarkedet (særligt i tilfælde af usædvanlig høje og lave priser). Dette vil medvirke til en bedre integration af VE, som sol og vind.

Derudover kan brugerne have mange andre interesser, som kan aktiveres, fx bedre komfort og bedre sikkerhed. Der er også potentielle ulemper og barrierer, hvor nogle omfattes af dette studie.

1.1 Integration af mere vindkraft

En kraftig udbygning med vindenergi i Danmark afstedkommer en række udfordringer, som er nødvendige at håndtere sideløbende med udbygningen. I modsætning til konventionelle kraftværker og kraftvarmeværker, hvor produktionen kan justeres til at følge forbruget, varierer produktionen fra vind samtidig med, at den kan være forholdsvist vanskelig at forudsige. Et intelligent system kan bidrage til at imødegå tre udfordringer forbundet med integration af vind:

1. *Sikre værdi af elproduktion fra vindkraft, når det blæser meget.* Øget elforbrug kan medvirke til, at den producerede vindkraft ikke sælges til lave eller negative priser og dermed afskrækker investorer. En mulighed er fx at bruge el til at producere varme vha. centrale elpatroner eller store varmepumper tilkøbet fjernvarmesystemet. Da både elpatroner og varmepumper indebærer et øget elforbrug, når elpriserne er lave, vil disse løsninger bidrage til at sikre værdi af vinden.
2. *Sikre balance og tilstrækkelig kapacitet i elsystemet, når der er lange perioder, hvor det ikke blæser.* Flexibelt elforbrug fra fx elbiler eller individuelle varmepumper kan blive interessant på længere sigt, men det vil udelukkende kunne bruges som løsninger i kortere perioder af et par timers varighed. Hvis elbiler og varmepumper kan undlade at bruge el, når elsystemet er allermest anstrengt, fx i kogespidsen om aftenen, vil det dog kunne reducere behovet for investeringer i spidslastkapacitet.
3. *Sikre den kortsigtede balance i elsystemet, dvs. håndtering af vindens delvise uforudsigelighed, fx i forhold til spotmarkedet, hvor næste dags produktion per time skal forudses.* Meget forbrug kan tilsluttes eller afbrydes for korte perioder og kan dermed tænkes i fremtiden at kunne levere ydelser (merforbrug eller reduceret forbrug) til Elbas og regulærkraft. Hvis forbrug skal levere regulærkraft, kræver det udvikling af markedsreglerne (Ea Energianalyse et al., 2014).

Der findes i dag tekniske løsninger til at håndtere udfordringerne med integration af mere vind. Flexibelt elforbrug i bygninger er blot ét blandt flere relevante virkemidler (se Tabel 1, som også omfatter mulige virkemidler på produktionssiden).

	Virkemiddel til håndtering af integration af vindkraft	Sikre værdien af vind, når det blæser meget	Sikre tilstrækkelig kapacitet, når det ikke blæser	Balancering af vindkraft
Forbrugsside	Elbiler	XX	XX	XXXX
	Individuelle varmepumper	XX	X	XXX
	Fleksibelt elforbrug i bygninger	XX	XX	XXX
	Produktion af drivmidler til transport	XXX	XX	XXX
	Elkedler i bygninger og i industri	XXXX	-	XXX
Forsyningside	Køletårn på kraftvarmeværker	-	XXX	XXX
	Varmepumper til fjernvarme	XXX	XX	XXX
	Elpatroner til fjernvarme	XXXX	X	XXXX
	By-pass på kraftvarmeværker	XXX	-	XXX
	Større varmelagre i forbindelse med kraftvarmeværker	XXX	XX	XXX
	Aktivering af nødstrømsanlæg	-	XX	XX
	Udbygning af udvekslingsforbindelser	XXXX	XXX	XXXX
	Nye spidslastanlæg	-	XXXX	XXXX
	Stoppe vindmøller	X	-	XXX

Tabel 1: Forskellige virkemidlers evner til at håndtere udfordringerne forbundet med integration af vindkraft. X:Lille effekt, XX: Nogen effekt, XXX: Betydelig effekt, XXXX: Meget betydelig effekt. Baseret på: (Ea Energianalyse, 2012)

1.2 Styrkelse af forbrugernes stilling i elmarkedet

Reduceret regning

Fleksibelt elforbrug giver forbrugerne en vare at handle med på elmarkederne. Der er i dag (november 2017) omkring 50.000 forbrugere, som har timeafregning. Det er alle med et elforbrug på over 100.000 kWh/år. En del af disse er store bygninger med kontor, butikker eller lignende. For denne målgruppe er der ingen formelle hindringer for at udnytte det fleksible elforbrug, fx i forhold til spotmarkedet (day-ahead) eller Elbas (intra-day).

Med et fleksibelt elforbrug er der flere muligheder for at reducere elregningen. De store elforbrugere kan være mere aktive, herunder forstå fordelene ved at indkøb el til spotpris – og evt. prissikre separat. Selv uden reaktion på priserne vil dette typisk kunne reducere elregningen. Dertil kommer den økonomiske fordel ved at undgå de dyreste timer og flytte forbrug til de billigste.

Alle forbrugere i 2020

Dertil kommer, at over halvdelen af alle elkunder allerede i dag har en elmåler, som er i stand til at aflæse elforbruget hver time. Det er planen, at fra 2020 skal alle elkunder have en fjernaflæst elmåler.

Der er fra december 2017 åbnet for flexafregning. Med flexafregning kan også mindre elkunder (med fjernaflæst elmåler) afregne på timebasis og dermed få økonomisk fordel af at tilpasse forbruget til spotpriserne. Kunder med fjernaflæst elmåler overføres gradvist frem til 2020 til flexafregning.

Flere valg i elmarkedet

Aktive forbrugere, som efterspørger nye produkter fra elhandlerne, kan være en drivkraft for flere valgmuligheder i elmarkedet. Elhandlerne forventes i forbindelse med flexafregning at udvikle nye produkter, fx simple tidsvarierede forbrugspriser (såkaldt time-of-use tariffer), som nogle forbrugere vil finde relevant. Disse kunne fungere som en overgang mellem de faste elpriser og de varierende elspotpriser.

Systemydelse

Fleksibelt elforbrug vil i fremtiden kunne ligestilles med klassisk produktionskapacitet. Et guidance dokument fra EU (European Commission, 2014) fremhæver vigtigheden af at tillade forbrug i forbindelse med såvel engrosmarked, som regulærkraft og systemreserver. Man bør dog samtidig huske på, at fleksibilitet i elforbruget kan give anledning til nye forbrugsspidser, fx kan der efter flere timer med høje priser opstå et kraftigt elforbrug, når fx en række varmepumper skal genoprette temperaturen. Omhyggeligt design af markeder og systemer er derfor vigtigt.

Et overblik over elsystemets behov for forskellige fleksibilitetsydelser og deres hyppighed er vist i Tabel 2 neden for. Danmarks elforbrug 2017 udgjorde 32.440 GWh ifølge Nord Pools databank¹.

¹ <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Consumption1/Consumption/ALL/Hourly41/?view=table>

Håndteret af ...	Fleksibilitets-ydelser	Eksempel på aktiveret volumen (GWh)	Påkrævet aktiverings-hastighed	Varighed	Bud-størrelse	Hypighed
Kommercielt marked	Spot (day-ahead)	33.036 køb og 26.574 salg i 2017	> 12 timer	60 min	0.1 MW	Hver time
	Elbas (intra-day)	DK1: 754 køb og 1.262 salg DK2: 743 køb og 444 salg i 2017 ²	> 1 time	15 min	0.1 MW	Dagligt
TSO	Tertiære reserver (balanceudligning = regulérkraft)	212 op- og 115 nedregulering i 2016 ³	15 min	60 min	10 MW	Mere end dagligt
	Sekundære reserver (frekvensgenopretning i lokalområde, findes ikke i Øst-danmark)	Ukendt da der er tale om bilaterale aftaler	15 min	Løbende	-	Kontinuert
	Primære reserver (frekvensstabilisering)	0,492 op (max 0,075) og 0,409 ned (min -0,077) 31dec2017	15-30 sek	15 min	0.3 MW	Kontinuert

Tabel 2: Oversigt over de forskellige typer af fleksibilitetsydelser som elsystemet har behov for (Kilde: Nord Pools databank).

Forbrug kan i fremtiden også tænkes at levere frekvensreserver. Dette kræver udvikling af de nuværende regler, således som fx foreslået af ENTSO-E (ENTSO-E, 2013). Denne type reserve anvendes fx, når der sker store udfald i elsystemet (kraftværker eller transmissionsforbindelser) og reserver skal aktiveres meget hurtigt (50% i løbet af 5 sek., 100% i løbet af 30 sek.). De fleste aktiveringer er meget kortvarige – under et minut – og meget forbrug kan derfor medvirke. Konkret kan aktiveringen ske ved, at frekvensen måles lokalt og fx set-punkter for pumper, elvarme, varmepumper, køleskabe eller andet termostatstyret forbrug. Praktiske forsøg har vist, at dette kan give en forudsigelig reserve.

Det ses i Tabel 2, at det største volumen findes i elspotmarkedet. Priserne på regulérkraftmarkedet har en vis korrelation til elspotmarkedet og har større udsving, idet opreguleringspriserne er højere end elspot og nedreguleringspriserne lavere end elspot. Vi har derfor valgt at tage udgangspunkt i disse to markeder, når vi senere analyserer, hvordan eksisterende bygninger kan bidrage med fleksibilitet.

Nettarif

De nordiske TSO'er arbejder med at fremme mulighederne for at anvende forbrug som regulérkraft (Regional Group Nordic, 2012).

² <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Intraday/Volumes/ALL/Yearly/?view=table>.

³ <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Regulating-Power1/Regulating-Volumes1/NORDIC/Yearly1/?view=table>.

Det bør også kort nævnes, at prisrækkefølgen for regulérkraft ikke altid følges. Der nemlig noget, der kaldes specialregulering, som anvendes for at sikre, at reguleringer udført pga. nettekniske forhold ikke påvirker regulérkraft-markedet. Specialregulering afregnes som pay-as-bid og ikke balanceprisen. Under gældende tysk regulering, må tysk vindmølleproduktion kun nedjusteres, når alle andre reguleringsmuligheder er udtømt. Det betyder, at danske aktører med fordel kan nedregulere elproduktionen eller øge elforbruget i Danmark på tidspunkter med meget tysk vindproduktion⁴. Med andre ord, så kan specialregulering være en mulighed for at opnå bedre kompensation for at øge elforbruget i bygninger end regulérkraftmarkedet eller elspotmarkedet kan byde på. Sker der ændringer i de tyske markedsregler, så vil det dog kunne påvirke denne mulighed.

Der arbejdes med at indføre tidsvarierede tariffer for nettariffen for transport af el. Blot helt enkle tariffer med to eller tre pristrin efter et fast tidsskema vil kunne motivere til fleksibelt elforbrug, og kan for forbrugerne være et første skridt i retning af en mere avanceret styring. Radius Elnet A/S er et eksempel på et selskab, der nu tilbyder to-trins og tre-trins tariffer til sine kunder.

1.3 Styrkelse af prissætningen i elmarkedet

I de sjældne timer med ekstremt høje spotpriser (herunder når der ikke opnås markedskryds) eller lave spotpriser (herunder negative priser) mangler markedet for alvor en aktiv forbrugsside. I disse timer vil selv få MW fleksibilitet kunne give helt andre priser. Ud over det vigtige spotmarked, så handler det også om andre markeder, såsom Elbas, regulérkraft og reserver.

Day-ahead markedet (Elspot)

El-leverandører og producenter handler i spotmarkedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn. Mere end 70% af det samlede elforbrug i Norden handles på spotmarkedet. Resten handles bilateralt, ofte med reference til spotprisen. I Danmark er der to prisområder (Øst- og Vestdanmark), hvor priserne bestemmes for hver time. Prisen svarer til det sidst aktiverede bud i markedet – marginalprisen for el. Nord Pool Spot har dog fastsat et loft og en bund for priserne på markedet. Priser lavere end ±500 EUR/MWh (3.725 kr./MWh) eller højere end 3.000 EUR/MWh (22.350 kr./MWh) accepteres ikke. Ved manglende priskryds anvendes disse priser. Dette var fx tilfældet i nogle timer fra midnat til 07:00 d. 25. december i 2012⁵, hvor produktionen var højere end forbruget (god vind i kombination med afregningsform for

⁴ Notat: Introduktion til systemydelse, 10/3 2017, Energinet.

⁵ Eksempel på kilde: <https://ing.dk/artikel/overskudsstrom-gav-negative-elpriser-i-julen-135324>

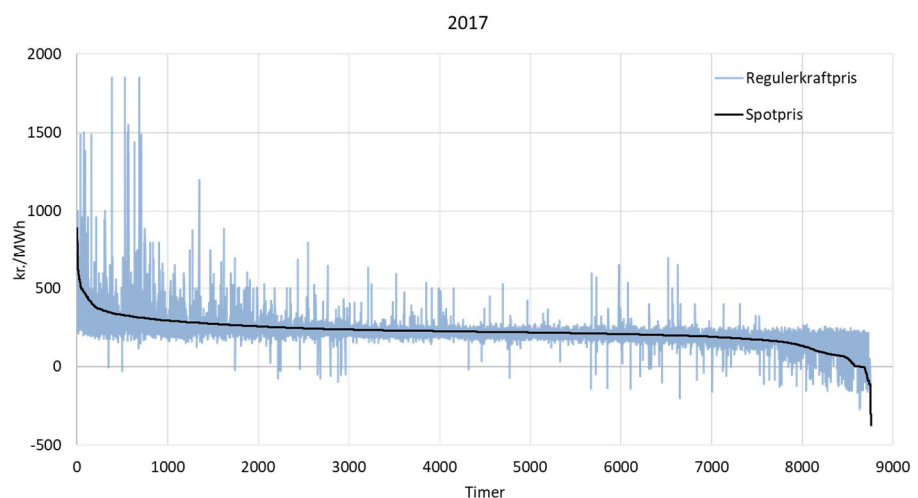
vindproducenter og julelukning af industri) og dermed negative elspotpriser, som oversteg den daværende bundgrænse på ± 200 EUR/MWh⁶. Efterhånden som markedet modnes, bliver aktørerne stadig bedre til at undgå disse ekstremtilfælde.

Intra-day markedet (Elbas)

Elbas er et marked, hvor salg og køb af el kan ske indtil 1 time før forbrugstimen. På dette marked kan en aktør fx handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde af at et kulkraftværk tvinges til driftsstop eller en offshore vindmøllepark producerer mindre el end forudsat. De handlede mængder på intra-day markedet er betydeligt mindre end på day-ahead markedet. Volumen forventes at stige i takt med, at mere og mere VE skal indpasses, og ubalancerne derfor bliver større (Energinet.dk, 2013). Elforbrug med timeafregning kan allerede i dag være aktive på Elbas. Erfaringerne er dog begrænsede.

Regulérkraft

I selve forbrugstimen overgår ansvaret for opretholdelse af balance og frekvens til den systemansvarlige (Energinet). Ubalancer opstår, når driften af elsystemet ikke sker som planlagt (fx i day-ahead markedet). Der kan fx være mindre vind fra vindmøllerne end forventet eller forbrugerne bruger uforudset meget elektricitet. I driftstimen er det derfor nødvendigt, at den systemansvarlige virksomhed konstant balancerer elproduktion og -forbrug. En stor del af denne balancering sker gennem køb af op- og nedregulering med regulérkraft. Regulérkraftmarkedet er attraktivt, fordi de økonomiske incitament er højere end på spotmarkedet, idet der er flere høje og flere lave (og negative) priser på regulérkraftmarkedet – se Figur 1. Det kræver dog udvikling af reglerne, hvis mindre forbrug skal indgå som regulérkraft (Ea Energianalyse et al., 2014; Regional Group Nordic, 2012).

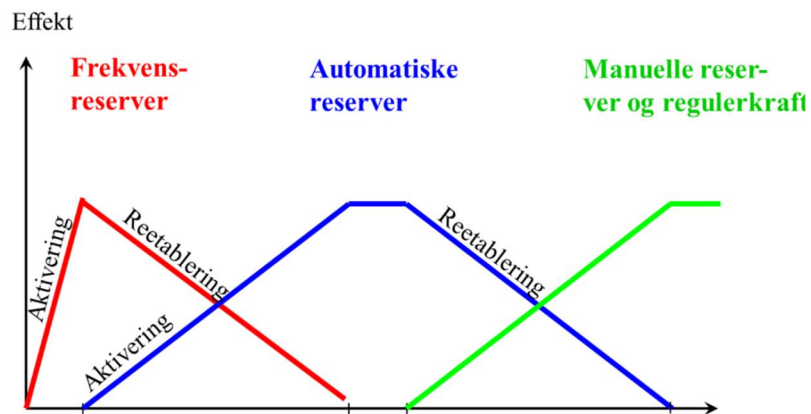


⁶ Kilde: NordPool HelpDesk. Loftet var i 2012 på 2.000 EUR/MWh.

Frekvensstyring

Figur 1: Elspotpriser og regulérkraftpriser 2017.

De primære og sekundære reserver har til opgave at sørge for at opretholde den ønskede frekvens i systemet hele tiden, mens de tertiære bruges til balancudligning.



Figur 2: Illustration af de forskellige typer af systemreserver (Kilde: Energinet). Frekvensreserver skal aktiveres inden for 30 sekunder, mens de øvrige skal aktiveres inden for 15 minutter.

I vores analyse af de eksisterende bygningers potentiale for at bidrage med fleksibilitet har vi valgt at ikke betragte de primære og sekundære reserver. Primære reserver forventes leveret af produktionsanlæg og er derfor ikke relevante i denne sammenhæng. Vi har udeladt de sekundære reserver, fordi de er bilaterale aftaler og der ikke findes prisstatistik på de bilaterale aftaler.

1.4 Sammenfatning

Elforbrugere med et stort elforbrug (over 100 MWh/år) kan allerede i dag spare penge ved at tilpasse forbruget til spotprisernes timevariation. Fra december 2017 blev det muligt for alle elforbrugere med fjernaflæste målere at deltage. På lang sigt vil forbrug også kunne levere regulérkraft (mer- eller mindre forbrug, som kan aktiveres med kort varsel). Dette kræver dog yderligere ændringer i markedsreglerne.

Forbrugere	Kort sigt (i dag)	Mellem sigt (efter december 2017)	Lang sigt
Store forbrugere (>100 MWh/år)	Spot, Elbas	Spot, Elbas	Spot, Elbas, Regulérkraft, Frekvensstyrede reserver
Alle andre med fjernaflæste målere	-	Spot	Spot, Elbas, Regulérkraft, Frekvensstyrede reserver

Table 3: Oversigt over markeder for forbrugsenheder med fleksibilitet.

Analysen af, hvordan eksisterende bygninger kan bidrage med fleksibilitet, fokuserer på bidrag i elspotmarkedet og regulérkraftmarkedet.

2 Potentiale for fleksibilitet

I dette kapitel præsenteres de forskellige typer af fleksibilitet som forbrugssiden kan tilbyde og et første skøn af potentialet for fleksibelt elforbrug inden for handel og service samt husholdninger vurderes for traditionelle slutanvendelser, samt elbiler (batterier) og varmepumper. En mere detaljeret beregningen af potentialet for fleksibilitet foretages senere i del-opgave 2 og resultaterne præsenteres i baggrundsrapport 2.

2.1 Typer af fleksibilitet

Der kan skelnes mellem fire typer af fleksibelt elforbrug. De engelske termer for disse er *load shift*, *fuel shift*, *load shedding*, og *valley filling*.



Load-shift

Ved *load-shift* (dansk: forskydning) flyttes forbrug fra en periode (den dyre) til en anden (den billige). Denne metode har en dynamik som et energilager.

Visse typer flytning af forbrug kræver et vist varsel, idet effekten går ud på at fremskynde eller forsinke et forbrug. Et eksempel er fx is-lagre.



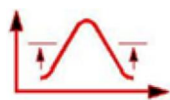
Fuel-shift

Fuel-shift (dansk: reduktion sfa. brændselsskift) drejer sig om at skifte mellem el og andre energiarter. Det kunne fx være en industrivirksomhed, som både er udstyret med en elkedel og en biomassekedel og flekser imellem disse forsyningsformer afhængigt af el- og biomasepriserne.



Load shedding

Ved *load shedding* (dansk: afbrydeligt forbrug) reduceres elforbruget i en afgrænset periode, når elpriserne er høje (og ofte også elforbruget) mod en passende betaling. Der er altså her tale om forbrug, der ikke vender tilbage. Et eksempel kunne være at reducere udendørsbelysning, når elpriserne er meget høje.



Valley-filling

Valley-filling (dansk: nye forbrug) handler om at tilføje et nyt forbrug ved særligt lave eller negative priser. Det kunne fx dreje sig om fuel-shift til el, fx elpatroner.

Det største potentiale for fleksibelt elforbrug vurderes at ligge indenfor *load-shift* og *fuel-shift*. *Load shedding* kan også spille en mindre rolle, mens *valley filling* kun ville være relevant på tidspunkter med meget lave eller negative priser.

2.2 Slut anvendelsernes fleksibilitet

I det følgende beskrives kort potentialet for fleksibelt elforbrug i handel og service samt husholdninger. Beskrivelsen er baseret på (Ea Energianalyse,

2011), der udførte en kortlægning for Klimakommissionen i 2010. Resultaterne i det studie stemmer over ens med analyser foretaget i 2011 for boliger og mindre erhverv baseret på ELMODEL-bolig og ELMODEL-service (Larsen, 2011). I det følgende er der også inddraget erfaringer fra (Dong Energy, 2005) om kontorbygninger samt (Birch & Krogboe, 2007) om supermarkeder.

De beskrevne slutanvendelser inden for handel og service er belysning, pumpning, køl/frys, ventilation og blæsere, trykluft og procesluft, øvrige elmotorer, og IT og elektronik. Inden for bygninger er slutanvendelserne belysning, pumpning, køl/frys, IT og elektronik, vask, madlavning, TV/video samt rumvarme vurderet.

Bemærk, at potentialevurderingerne er forbundet med en vis usikkerhed.

Belysning

Styring af belysning kan anvendes som *load shedding*, og det er vurderet at ca. 10% af belysning kunne reduceres inden for handel og service. Eksempler på reduktioner mens der er høje priser, kan være reduktion af lysniveau i marginale rum, gadebelysning, reklameskilte, og i butikker på tidspunkter, hvor der typisk ikke er mange kunder. For husholdninger vurderes potentialet at være mindre (5%), idet der alene vil være tale om reduktion af "luksusbelysning", fx udendørsbelysning ved høje elpriser. Dæmpning af belysning kan sandsynligvis finde sted for perioder af minutter eller timer.

Pumpning

Pumpning kan for eksempel være til cirkulationspumper, flytning af væsker fra et kar til en anden, transport af spildevand, markvanding, og vandforsyning. Det kan anvendes som *load shift*, som med hjælp af planlægning kan flytte elforbruget nogle timer, og hvis større reservoir eller lagerkapacitet er på plads, flere dage. På den måde, kan pumpning finde sted i løbet af længere perioder med lave elpriser. Det vurderes, at ca. 25% af pumpning inden for handel og service har potentiale til at blive fleksibelt. Meget af pumpning inden for handel og service er til komfort, for eksempel i forbindelse med en centralvarmeanlæg. Omkring halvdelen af det fleksible potentiale vurderes at gælde for perioder, der består af timer, mens den anden halvdel har potentiale for flytning af elforbrug flere dage. For husholdninger vurderes potentialet at være større (50%) end for handel og service, idet der primært vil være tale om at udskyde pumpning til centralvarmesystem. Det skal dog nævnes, at der bliver færre vandtårne i fremtiden⁷, hvilket begrænser potentialet.

⁷ I dag anvendes i højere grad frekvensstyrede pumper i stedet for vandtårne til at holde trykket i vandsystemet.

Køl/frys

Køle-/fryseapparater er et andet eksempel på *load shift* potentiale med en varighed på flere timer. Det vurderes, at ca. 70% af køl/frys af både handel og services elforbrug inden for området kan blive fleksibelt. Der findes flere måder at gøre elforbruget fra køl/frys mere fleksibelt. Der kan køles mere i perioder med lave priser, og dermed begrænse kølingen, når priserne er høje. Der kan også etableres kuldager, enten som 'hel-lager' hvor køleeffekten produceres 100% mens der er lave priser (fx om natten), eller som 'dellager', hvor køleeffekten er mere udjævnet over døgnet.

En stor del af køl/frys i handel og service går til supermarkeder, butikker, osv. som er lukket om natten og har derfor en høj grad af fleksibilitet, fordi man kunne bruge natten til ekstra nedkøling, og dermed reducere køling i morgenspidsen. En analyse af tre COOP butikker viser, at aircondition og kølemøbler vil kunne afbrydes 1 time to gange per døgn uden at forstyrre funktionen (Birch & Krogboe, 2007).

For husholdninger tåler alle apparater mindst 1 times udkobling uden komfortnedgang. Der kan slukkes i dyre perioder, i op til 2-3 timer af gangen, og tændes igen herefter i korte perioder, så et vist temperaturniveau holdes (Larsen, 2011). Samlet flytbarhed er vanskelig at vurdere, men skønnes til 70% af forbruget ligesom for handel og service.

Ventilation og blæsere

Ventilation og blæsere kan typisk anvendes som *load shift*, men her er der tale om en varighed på minutter eller få timer. Når elpriserne er høje, kan ventilatorer eller blæsere blive skruet ned eller stoppet for en kort periode. Til at fastholde det overordnede niveau, vil dette sandsynligvis kræve, at luftomsætningen skal øges før og måske efter en prisspids. I forhold til en situation, hvor ventilationen kører konstant, vil en øgning og sænkning kunne indføre en risiko for lavere komfort. Delvist på grund af det, er det vurderet, at det fleksible potentiale inden for handel og service er relativt lavt (15%).

Det skal bemærkes, at hvis den samme mængde ventilationseffekt skal leveres, så vil det kræve en større mængde strøm til at levere denne effekt med ujævn kørsel i forhold til en konstant kørsel. Dette kan medføre et markant tab i virkningsgrad, og derfor kræver det et tilstrækkeligt højt økonomisk incitament (forskel i elpriserne) for at gøre det rentabelt. Det viste potentiale for ventilation svarer til, hvad der er angivet i (Birch & Krogboe, 2007).

Trykluft og procesluft

Med trykluft og procesluft er der et potentiale for *load shifting*, med en varighed på ca. 15 minutter. Et eksempel på det er, at med etablering af ekstra bufferkapacitet, så kan kompressoren stoppes i kortere perioder. Der bliver ikke brugt særlig meget el til trykluft og procesluft inden for handel og service (til lukning af branddøre, osv.), og af det der bliver brugt, vurderes, at kun 5% kunne være fleksibelt. Det skal også bemærkes, at trykluft samlet set har en meget lav virkningsgrad bl.a. på grund af kompressorens virkningsgrad, og i fremtiden kan effektivt eldrevet udstyr erstatte nogle af tryklufforbruget.

Øvrige elmotorer

For øvrige elmotorer er der igen tale om *load shifting*, med en varighed på minutter eller timer. For handel og service udgør øvrige elmotorer en mindre del af forbruget, og der er ikke vurderet at være særlig meget som har potentiale til at være fleksibelt.

IT og elektronik

Ca. 30% af forbruget IT og elektronik er vurderet til at kunne være fleksibelt for handel og service. Et prominent eksempel er reduceret øget/køling af serveranlæg afhængig af elpriser. Potentialet for husholdninger vurderes at være lavere (15%). Elektronik brug i hjemmet er normalt behovsstyret, og derfor ikke umiddelbart flytbart uden komfortnedgang. Dog vurderes det, at nogle vil flytte sig alligevel, hvis prisen er fordelagtig nok. For både handel og service samt husholdninger er det meste *load shifting* med en varighed på minutter.

Vask

Alle vaske og tørringer i husholdninger kan udsættes 1 time uden væsentlig komfortnedgang, og mange maskiner kan i dag programmeres til at starte om natten. Samlet set vurderes 25% af forbruget at kunne være fleksibelt. Det vil være tale om *load shifting* med en varighed af 1-12 timer.

Madlavning, TV/video

Det vurderes, at der ikke er et fleksibelt potentiale i husholdninger inden for madlavning, TV/video samt anden apparatanvendelse.

Rumvarme

På grund af den termiske inert i bygninger er der et betydeligt potentiale for regulering af el anvendt til rumvarme. Dette kan ske i forbindelse med direkte elvarme eller ved elpatroner og varmepumper (Rasmussen & Bang, 2013), (Togeby & Hay, 2009).

Rumvarme er ikke nævnt i forbindelse med handel og service (Tabel 4), men mulighederne for fleksibilitet er medtaget i de senere beregninger i del-opgave 2. I (Birch & Krogboe, 2007) vurderes, at der er en afbrydelighed i form af elvarme i industri og handel og service på 270 MW (svarende til omkring 590 GWh). Det er ikke angivet, hvilken andel stammer fra handel og service.

Nedenstående tabel sammenfatter potentialerne for fleksibelt elforbrug inden for handel og service. Samlet set vurderes 21% af elforbruget i handel og service at kunne styres.

Handel og service (GWh)	Forbrug	Potentiale %	Samlet potentiale for fleksibilitet	Heraf		
				Timer	Dage	Permanent
Belysning	4.022	10%	402			402
Pumpning	478	25%	119	60	60	
Køl/frys	1.379	70%	965	965		
Ventilation og blæsere	1.076	15%	161	161		
Trykluft og procesluft	208	5%	10	10		
Øvrige elmotorer	447	0%	0	0		
IT og elektronik	810	30%	243	243		
Anden el-anvendelse	533	0%	0	0		
Total	8.953	21%	1.902	1.440	60	402

Tabel 4: Samlet potentiale for fleksibelt elforbrug inden for handel og service.

Det skal bemærkes, at der på længere sigt kan opstå forskydninger i de eksisterende forbrugsmønstre, fx som følge af udviklingen af nye typer elanvendelser, mere effektive apparater mv. Disse udviklinger vil naturligvis også påvirke potentialet for fleksibelt elforbrug.

Nedenstående tabel sammenfatter potentialerne for fleksibelt elforbrug inden for husholdninger.

Husholdninger (GWh)	Forbrug	Potentiale %	Samlet potentiale for fleksibilitet	Heraf		
				Timer	Dage	Permanent
Belysning	1.599	5%	80			80
Pumpning	576	50%	288	144	144	
Køl/frys	1.975	70%	1.383	1.383		
IT og elektronik	282	15%	42	42		
Anden el-anvendelse	835	0%	0	0		
Madlavning	941	0%	0	0		
Vaskeapparater	1.411	25%	353	353		
TV/video	846	0%	0	0		
Rumvarme	1.900	80%	1.520	1.520	144	80
Total	10.364	35%	3.585	3.441	288	80

Tabel 5: Samlet langsigtet potentiale for fleksibelt elforbrug inden for eksisterende el-anvendelse i husholdninger.

Det samlede potentiale i husholdninger vurderes at være forholdsvis stort (ca. 35% af elforbruget kan potentielt flyttes). Udnyttelsen af potentialet vil dog i alle sammenhænge være afhængigt af anvendelsen af automatik og intelligens i de relevante apparater i husholdninger, fx i cirkulationspumper, køleskabe og fryser, vaskemaskiner og tørretumblere, varmeapparater og belysning (lysstyring).

På kort sigt vurderes potentialet derfor at være marginalt sammenlignet med opgørelsen i tabellen ovenfor. Hvis den nødvendige automatik skal indføres på en omkostningseffektiv måde, vil det formentligt indebære, at de relevante apparater skal udstyres med teknologien som standard fra fabrikkerne, da eftermontering vil være forbundet med betydelige omkostninger.

2.3 Sammenfatning

Det samlede potentiale for fleksibelt forbrug i bygninger anses at være forholdsvis stort. Flexibilitetspotentialet i handel og service vurderes at være ca. 20%, hvilket svarer til ca. 1.902 GWh. I husholdninger vurderes ca. 35% (ca. 3.585 GWh) at kunne styres uden væsentlige problemer med komfort m.m. Potentialet i husholdninger er dog sværere at realisere og forventes først at komme i spil på lang sigt. For begge kategorier gælder det, at udnyttelsen af mulighederne vil være afhængig af anvendelse af automatik og intelligens i de relevante apparater.

3 Gevinster ved at levere fleksibilitet

3.1 Pejlemærker i spotmarkedet

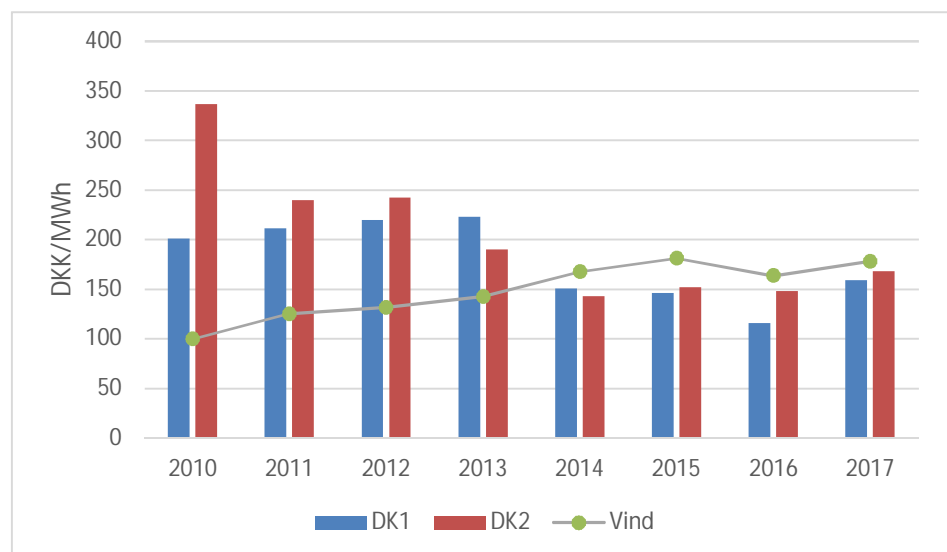
For at illustrere besparelserne, som kan opnås i spotmarkedet, er der udregnet to nøgletal, som kan fungere som pejlemærker.

Pejlemærke 1

Det første pejlemærke er forskellen mellem døgnetts højeste og laveste pris. Dette kan bruges til at skønne, hvad der kan spares, hvis man kan flytte forbrug fra den dyreste til den billigste time.

Et eksempel: I forbindelse med et konstant forbrug på 1 MW kan der flyttes forbruget i hver døgns dyreste time til den billigste. Hvis den gennemsnitlige prisforskel fx er 150 DKK/MWh, så vil den årlige besparelse være: $365 \times 150 \text{ DKK/MWh} \times 1 \text{ MW} = 54.750 \text{ DKK}$.

Er forbruget 1 kW er besparelsen således 55 DKK. Er det forbruget i de to dyreste timer, som kan flyttes, så er det lidt under den dobbelte besparelse. Kan det kun afbrydes i en halv timer, så er besparelsen det halve.



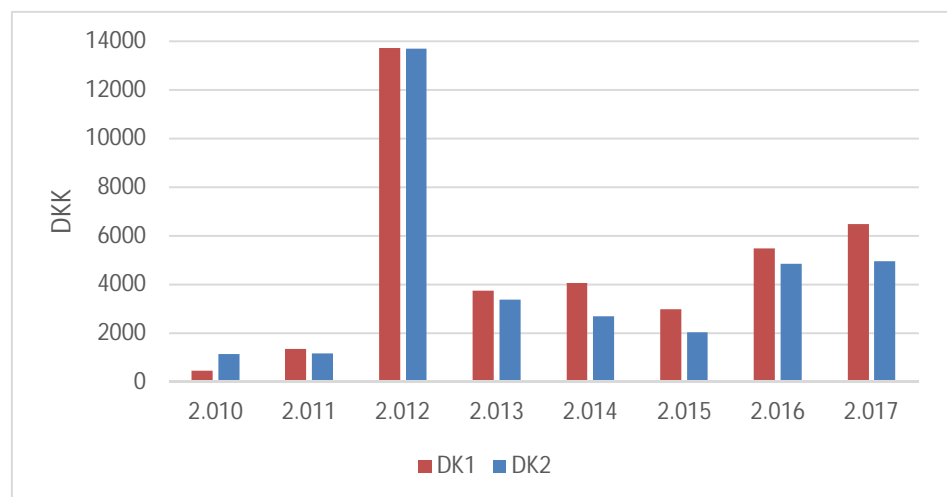
Figur 3: Pejlemærke 1 for økonomi i fleksibilitet: Gennemsnitlig, daglig forskel mellem dyreste og billigste time. Beregnet på baggrund af spotpriser fra 01.01.2010 til 31.12.2017. DK1 er Øst-danmark, mens DK2 er Vestdanmark. Vindproduktionen er for hele landet og er normeret med produktionen i 2010.

Det er bemærkelsesværdigt, at pejlemærke 1 (gennemsnitlig daglig prisforskel) har haft en faldende tendens de sidste år. På trods af langt mere vindkraft i systemet⁸ er prisforskellen faldet. Andre forhold, såsom øget kapacitet på transmissionsforbindelse til andre lande, ny kapacitet i form af elkedler og øget fleksibilitet på traditionelle kraftværker har mere end modvirket effekten af den større andel af vindkraft. Traditionelle værker er også blevet mere fleksible og kan reagere på lave/negative priser og undgå overløb.

2010 var et tørår (til og med april 2011) hvilket medførte højere priser – og større prisvariation, særligt i Østdanmark.

Pejlemærke 2

Det andet pejlemærke er summen af negative priser i et givet år, svarende til indtægten, som en 1 MW elkedel kunne modtage ved at køre i alle timer med negative priser – se Figur 4 og Tabel 6.



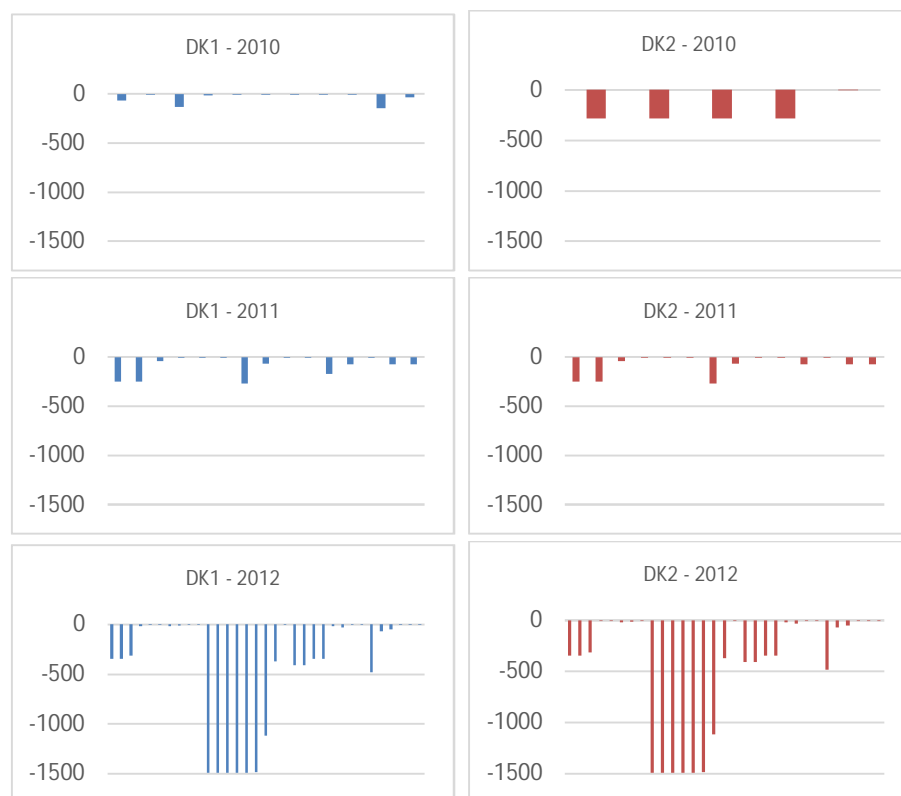
Figur 4: Pejlemærke 2 for økonomi i fleksibilitet: Summen af negative priser, svarende til indtægten, som en 1 MW elkedel kunne modtage ved at køre i alle timer med negative priser. Beregnet på baggrund af spotpriser fra 01.01.2010 til 31.12.2017. DK1 er Østdanmark, mens DK2 er Vestdanmark.

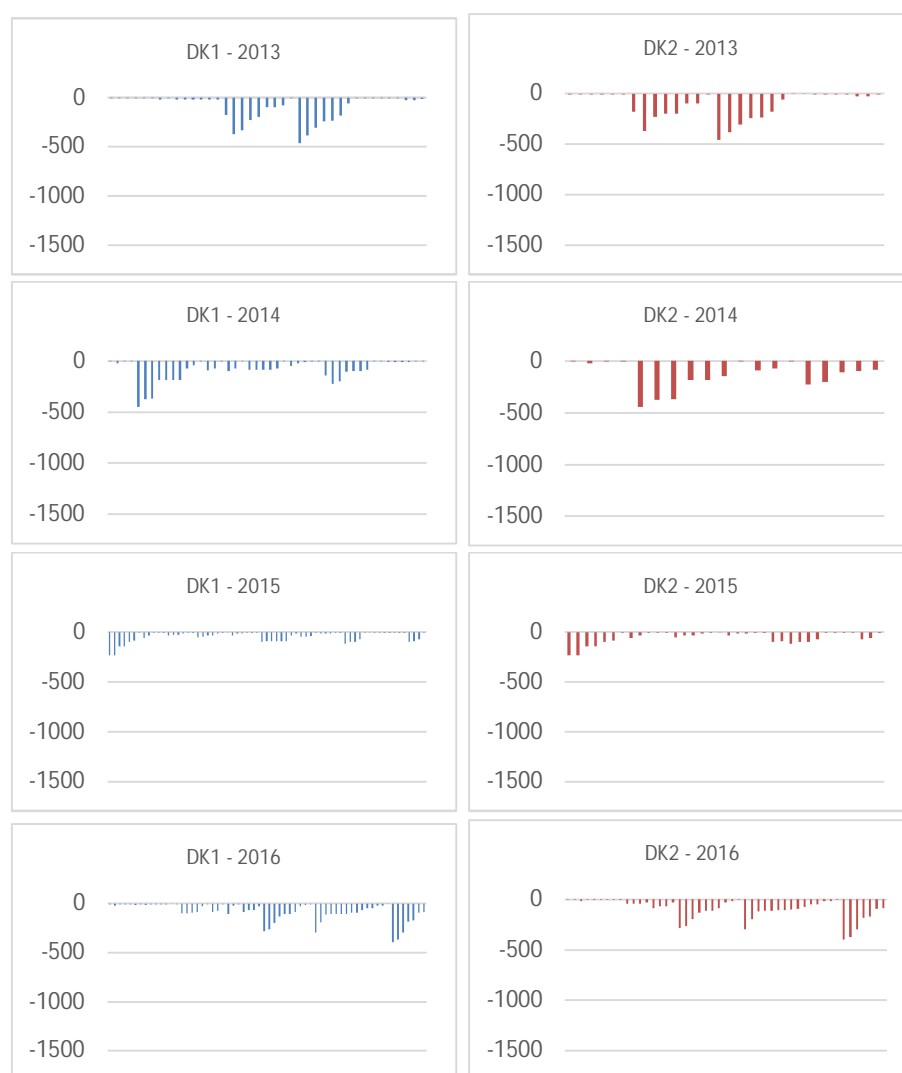
⁸ 20% af elproduktionen i 2010 og 42% i 2016 ifølge Energistyrelsens Energistatistik.

År	DK1		DK2	
	Sum af negative priser	Antal timer	Sum af negative priser	Antal timer
2010	-444	12	-1.133	6
2011	-1.322	18	-1.146	17
2012	-13.721	34	-13.700	32
2013	-3.719	40	-3.361	30
2014	-4.039	46	-2.665	19
2015	-2.958	67	-2.029	36
2016	-5.457	64	-4.825	50
2017	-6.465	89	-4.938	60
Gns. per år	-5.447	53	-4.828	36

Tabel 6: Frekvensen for pejlemærke 2 for økonomi i fleksibilitet.

Antallet af negative elpriser er steget hen over årene, men samtidig er udsvinget blevet mindre. Det ses måske tydeligst i grafisk form som vist nedenfor. Her er udviklingen fra 2010-2016 vist år for år for hver af de to områder Øst-danmark (DK1) og Vestdanmark (DK2).





Figur 5: Antal negative elspotpriser per år 2010-2016 for DK1 og DK2.

Fordelingen af negative priser hen over årets måneder viser, at de som forventet især indtræffer i december-januar (160 af 303 i DK1 og 127 af 201 i DK2 i perioden 2010-2016). Fordelingen over døgnets 24 timer er også som forventet, nemlig overvejende i perioden 01:00-05:00 (168 af 303 i DK1 og 123 af 201 i DK2 i perioden 2010-2017).

Pejlemærke 2 (indtægt til 1 MW elkedel) udviser en større variation mellem årene, men hovedobservationen bør være, at volumen af de negative priser i alle årene har været begrænset. Bortset fra et enkelt år (2012), så har volumen været under 6.000 kr./år – hvilket næppe er nok til fx at forsvare investering i en elkedel⁹.

⁹ En elkedel vil også kunne anvendes, når der er positive, men lave elpriser. Balancepunktet afhænger af hvilken varmeform, der fortrænges.

Tabel 7 viser, at der historisk har været en meget begrænset økonomisk gevinst ved fx at flytte forbruget fra den dyreste til den billigste time (hver dag). I forhold til spotmarkedet gælder det, at der kan spares 3% ved at flytte forbrug fra den dyreste til den billigste time. Kan der ikke flyttes hele vejen til den billigste time, bliver besparelsen mindre. Kan der flyttes flere timer, fx de tre dyreste, så øges besparelsen. Bemærk, at besparelsen på 3% er før afgifter og tariffer, dvs. kun i forhold til spotprisen.

Fx betyder det, at en varmepumpe vil kunne spare omkring 10% af el-udgiften (uden tariffer og afgifter) ved at tilpasse sig spotpriserne. Jo større varmepumpen er i forhold til forbruget, og jo tungere bygningsmassen er, desto mere kan der spares. Bygninger med gulvvarme eller større vand-varmelager er vel-egnet til styring (Petersen, 2014).

Årligt forbrug (MWh/år)	5	50	200
Gennemsnitligt forbrug i en time (kW)	0,6	6	23
Besparelse ved at flytte alt forbrug fra dyreste til billigste time (kr./år)	40	396	1.585

Tabel 7: Gevinst ved flytning af forbrug i en time per dag. Beregnet ud fra det samlede gennemsnitlige pejlemærke 1 for de to områder DK1 og DK2 (2010 til 2017), som er 190 kr./MWh. Der er som en forenkling antaget et konstant forbrug over hele året (ingen sæson- eller døgnvariation).

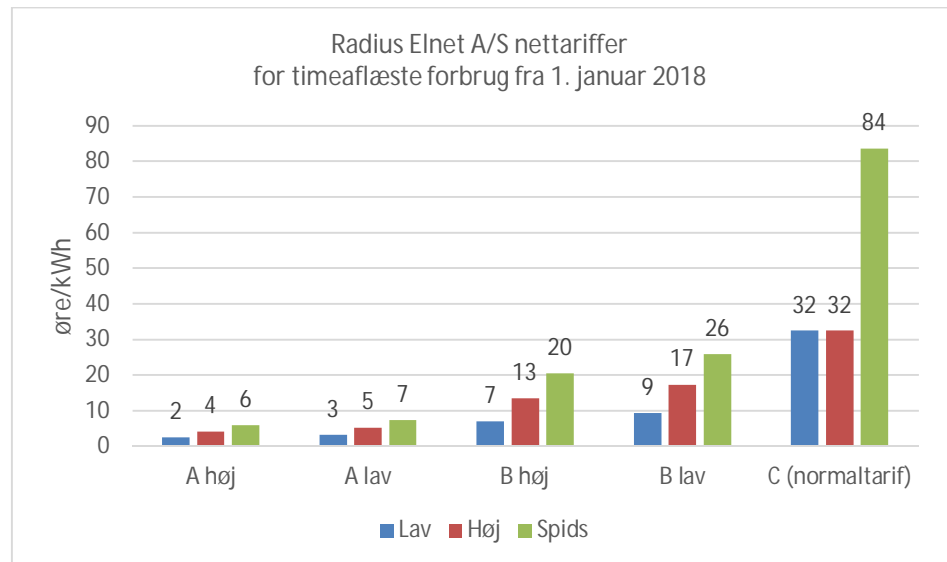
En større kontorbygning (fx på 4.000 m² med et forbrug på 200.000 kWh/år) vil typisk anvende omkring 25% af elforbruget på ventilation, 15% på køling og 10% til pumpearbejde (Dong Energy, 2005). Dette vil typisk kunne medføre besparelser på mellem 2.000 og 6.000 kr./år i spotmarkedet. Dette forudsætter, at der i bygningen findes et velfungerende SRO-anlæg, som kan styre alle de nævnte forbrug.

3.2 Nettariffer

I dag betaler langt de fleste elkunder for transport af el i form af faste nettariffer. Et første skridt kunne være at introducere tidsvarierende nettariffer med fx to eller tre prisniveauer. Flerleds-nettariffer vil nemlig øge incitamentet for fleksibelt elforbrug, fordi nettariffen er relativt høj sammenlignet med energiprisen. Og nogle selskaber, såsom Radius Elnet A/S, har allerede indført sådanne¹⁰. Figur 6 selskabets nettariffer per 1. januar 2018 for timeaflyste kunder med tilslutning i distributionsnet. Der er tre niveauer og tidspunktet, hvor de indtræffer, afhænger af kundetyper og om der er tale om sommer (apr-sep) eller vinter (okt-mar). For en normalkunde (C tarif) er der dog reelt set

¹⁰ <http://www.radiuselnet.dk/elkunder/tariffer-afgifter-og-vilk%C3%A5r/tariffer-og-netabonnement>

kun to niveauer – en spidslast tarif på 83,50 øre/kWh i de tre timer fra 17:00-20:00 om vinteren og ellers 32,36 øre/kWh resten af tiden.



Figur 6: Nettariffer per 1. januar 2018 hos Radius Elnet A/S for timeaflyste kunder med tilslutning i distributionsnet. Tidspunktet for hvornår de tre niveauer indtræffer afhænger af kundetype og om der er tale om sommer (apr-sep) eller vinter (okt-mar). Bemærk, at følgende dage altid er lavlast: weekender, 1. januar, skærtorsdag, langfredag, 2. påskedag, St. bededag, Kristi himmelfartsdag, 2. pinsedag, 1. maj, 5. juni, 24.-26. december og 31. december.

3.3 Regulérkraft

Prisvariationerne i regulérkraftmarkedet er større end i spotmarkedet. Den typiske forskel mellem dyreste og billigste time er 40 øre/kWh. I runde tal er incitamentet mere end 50% større end i spotmarkedet.

3.4 Brændselsskift

Hvis en bygning, som opvarmes med olie eller naturgas, har en elpatron installeret, så kan der skiftes til el-opvarmning ved lave elpriser. Året rundt kan varmtvandsbeholderen modtage varme, mens der i opvarmningssæsonen kan afsættes større energimængder til rumvarme.

De nuværende afgifter på el er imidlertid så høje, at selv ved en spotpris på 0 øre/kWh er det billigere at anvende olie eller naturgas. Den reducerede afgift for el gælder kun, når el er hovedkilden til opvarmning, dvs. at kortvarig brug af el til varme ikke ændrer på, at der skal betales den fulde afgift.

3.5 Prisudvikling

Der er ovenfor anvendt priser fra de sidste 6 år. Der er forhold, som peger i retning af større prisvariation (fx større andel af vindkraft), men også andre

forhold, som modvirker dette (fx udvikling af markedsregler). Nye transmissionsforbindelser kan betyde både større og lavere prisvariationer. Bedre forbindelser til Norge og Sverige vil generelt betyde lavere prisvariation (pga. lettere adgang til vandkraft), mens bedre forbindelser til Tyskland kan betyde større prisvariationer (da Tyskland har meget VE).

Tørår og vådår vil for en periode betyde stor variation i priserne.

Også forhold såsom den generelle kapacitetsbalance har stor betydning. Hvis kapacitetsbalancen er trængt, så giver det større prisvariation.

Generelt vurderer vi, at de forskellige forhold i nogen grad vil udbalancere hinanden. Der forventes således ikke markant anderledes prisvariationer i fremtiden. Jo længere ud i fremtiden, jo større er usikkerheden ved denne vurdering.

I næste kapitel beskrives de fremtidige elpriser, beregnet vha. Balmorel-modellen og en række antagelser om det fremtidige el- og fjernvarmesystem.

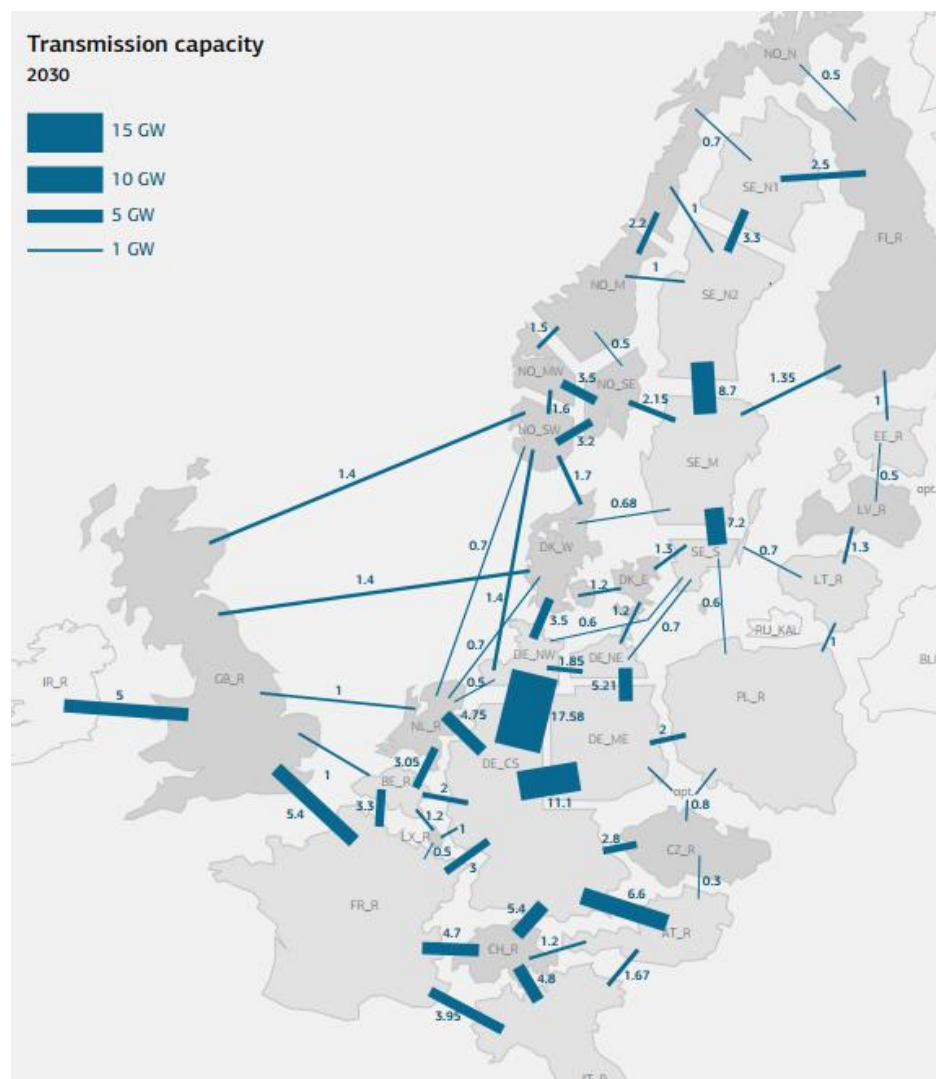
4 Modelarbejdets forudsætninger og overordnede metode

Der er betydelig usikkerhed om, hvordan omstillingen til et lavemissionssamfund konkret kommer til at ske. Den nuværende afgifts- og tilskudsstruktur favoriserer biomasse i højere grad end de brændselsfri teknologier – og udviklingen inden for udbredelse af varmepumper og elbiler går langsommere end tidligere forventet. De fleste analyser, bl.a. fra Klimakommissionen, Energi-kommissionen og universiteter, peger dog på elektrificering og øget udbygning med sol og vind, som den mest attraktive vej fremad. Og med de prisreduktioner på havvind, solceller, energilagring og elbiler vi har set i de seneste år, forekommer den udviklingsvej mere og mere realistisk.

Danmark er koblet tæt sammen med nabolandene via kraftige transmissionsforbindelser, og udviklingen af elsystemet i det øvrige Europa (herunder udbygningen med vind og sol og udvikling af atomkraftkapaciteten) har derfor stor betydning for de fremtidige elpriser i Danmark. For at kvantificere disse effekter er der gennemført analyser af det overordnede el- og fjernvarmesystem i Danmark og en række øvrige europæiske lande. Figur 7 viser de lande, som er inkluderet i analysen. Disse lande er analyseret i en lang række projekter¹¹, og der er generelt data af høj kvalitet til rådighed.

Fremskrivningerne er gennemført vha. el- og varmemarkedsmodellen Balmorel. Modellen foretager en systemoptimering af investeringer og drift for årene 2030 og 2050. Modellen antager fuld foresight (fx at vi ved hvornår vinden blæser), fuld konkurrence og ignorerer verdenen uden for det valgte geografiske område. Fremtidige investeringer afhænger af teknologiforudsætninger, brændselspriser, CO₂-pris mv. Modellen bestemmer også skrotning af eksisterende kraftværker, når disse ikke længere kan tjene sig ind i markedet. Desuden indgår planlagte udbygningsforløb med VE frem til 2030 ligesom udviklingen med atomkraft og vandkraft i Danmarks nabolande også lægges fast.

¹¹ Disse projekter omfatter bl.a. analyser i 2017 for Dansk Vindmølleindustri om veje til 50% VE i Danmark i 2030 set i lyset af det langsigtede mål om uafhængighed af fossile brændsler i 2050; og 4) analyser til Nordic Energy Technology Perspectives 2016 (NETP2016), som er et forskningssamarbejde mellem det internationale energiagentur IEA, syv ledende forskningsinstitutioner fra de nordiske lande, samt Nordic Energy Research, der belyser, hvordan de nordiske lande kan opnå et næsten CO₂-neutralt energisystem i 2050.



Figur 7: Modelområde (de farvede lande). Danmark, Norge, Sverige og Tyskland er underopdelt i prismråder. Kortet viser de forudsatte transmissionskapaciteter i 2030, inklusiv forventede udvidelser ifølge ENTSO-E Ten Year Network Development Plan.

I det følgende beskrives de vigtigste forudsætninger, som ligger til grund for den gennemførte analyse.

VE-planer til 2030

Frem til 2030 indlægges en fast udbygning med VE, som er baseret på nationale planer og TSO'ernes indmeldinger til ENTSO-E. I Danmark er udviklingen baseret på Energinets seneste analyseforudsætninger¹², som beskriver en sandsynlig udvikling med VE i Danmark. Udviklingen i Danmark er afstemt, så den fører til 50% VE i det samlede danske energisystem i 2030.

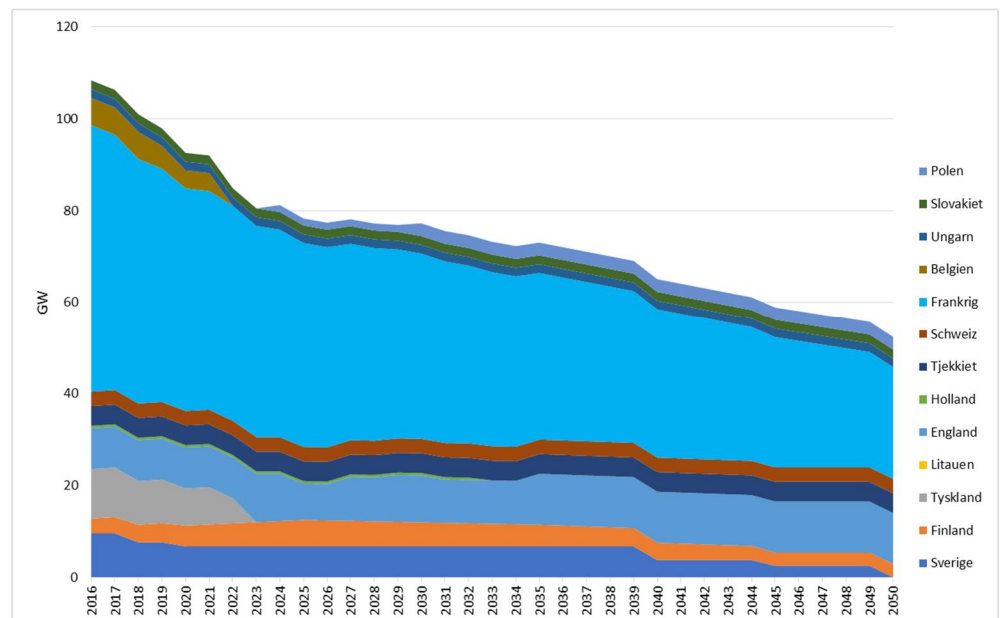
¹² Man kunne også basere den på basisfremskrivningens forudsætninger, men da basisfremskrivningen anvender frozen policy og dermed en begrænset omstilling af energisystemet. Energinets analyseforudsætninger beskriver en sandsynlig udvikling.

Der er forudsat en moderat CO₂-pris frem til 2030 (15 EUR/ton) og udviklingen med VE antaget primært drevet af nationale støttesystemer. Dette afspejler en mest sandsynlig markedsudvikling.

A-kraft

I Tyskland forudsættes A-kraft udfaset i 2022 i overensstemmelse med den officielle politik, mens kapaciteten i Sverige fastholdes på cirka samme niveau som i dag frem til 2040, hvorefter den gradvist udfases hen mod 2050.

I Frankrig forudsættes en delvis udfasning frem mod 2050, mens der i Storbritannien, Finland og Polen forudsættes en udbygning i overensstemmelse med gældende planer.



Figur 8: Forløb for A-kraftkapacitet i modelområdet.

Udbygning med transmissionskapacitet

Transmissionsnettet udbygges frem til 2030 i overensstemmelse med TSOernes forventninger, jf. TYNDP 2016 (ENTSO-E, December 2016), som vist i Figur 7. Efter 2030 har modellen mulighed for at foretage yderligere investeringer i transmissionskapacitet, såfremt der er økonomisk systemfordel herved.

Stigende CO₂-pris efter 2030

Der forudsættes som nævnt tidligere en moderat CO₂-pris frem til 2030 (15 EUR/ton).

I perioden 2030 til 2050 antages den videre omstilling at være drevet af et CO₂-prissignal, som i 2050 når op på 100 EUR/ton. I Danmark fører det til, at el- og varmforsyningen er næsten 100% baseret på VE i 2050. Den resterende fossile energi er gas, som anvendes til spidslast og backup. Denne gas er beregningsmæssigt antaget at være naturgas, men kan i praksis også være bio-metan.

Brændselspriser

I både BAU- og Klimascenariet fremskrives engrospriserne på kul, råolie og naturgas til 2030 og 2050 i overensstemmelse med IEA's Sustainable Development Scenario fra World Energy Outlook 2017. Scenarierne forudsætter en gradvis stigning i naturgasprisen over tid til knap 50 kr./GJ i 2030 og ca. 55 kr./GJ i 2050. Kulprisen forudsættes at ligge på ca. 18 kr./GJ i både 2030 og lidt lavere i 2050. Prisen på råolie forudsættes at stige hen mod 2030, hvorefter den falder.

Til sammenligning anvender Energistyrelsen IEA's *New Policies scenario* i sin basisfremskrivning. Formålet med de to fremskrivninger er imidlertid også forskellige. Energistyrelsens basisfremskrivning beskriver en frozen-policy udvikling, hvorimod scenariet i denne analyse har til formål at beskrive et scenarie, hvor Danmark og resten af EU lever op til sine langsigtede klimamålsætninger.

Elforbrug

Det klassiske elforbrug i Danmark forudsættes at ligge nogenlunde konstant frem til 2050, mens forbruget til eldrevne varmepumper og elkøretøjer øges, særligt i perioden 2030-2050. Dertil kommer en forventet udbygning med datacentre frem til 2030 i overensstemmelse med Energinets forudsætninger. Desuden forventes en stigning i elforbruget i fjernvarmesektoren til varmepumper og elkedler. Størrelsen af dette elforbrug bestemmes som en del af modeloptimering, idet modellen vælger mellem en række forskellige teknologier til at forsyne fjernvarme, herunder varmepumper og elkedler.

Brint

Det er valgt ikke at forudsætte en udbygning med elektrolyseanlæg til produktion af brint frem mod 2050. Brintproduktion kan blive en brik i at sikre et 100% VE-baseret energisystem og indgår bl.a. i Energistyrelsens vindscenarie. Omvendt er der meget stor usikkerhed forbundet med økonomien i en stor-skala brintomstilling, og på den baggrund er det valgt at udelade brintproduktion i analysen.

Fjernvarmeforsyning

Fjernvarmeforbruget forudsættes at ligge nogenlunde konstant frem mod 2030, hvorefter der ses et svagt fald på ca. 10% til 2050. Energirenovering af eksisterende bygninger og nedrivning vil reducere forbruget, mens konvertering af naturgaskunder til fjernvarme og tilslutning af nybyggeri trækker op.

Biobrændstoffabrikker

I Energistyrelsens vindscenarie fra 2014 (Energistyrelsen, Marts 2014) forudsættes overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker at levere en meget stor del af fjernvarmeforsyningen i Danmark (ca. 17%). Forudsætningen om en storskalaudbygning med biobrændstoffer vurderer vi imidlertid er behæftet med stor usikkerhed – både med hensyn til behovet for biobrændstoffer, og hvorvidt fabrikkerne placeres i Danmark eller tættere på biomassekilden. På den baggrund har vi valgt ikke at lade udbygning med storskala biobrændstoffabrikker indgå i analysen.

Energiafgifter og regulering i Danmark

I 2050 antages de eksisterende afgifter og regulering at være udfaset, idet omstillingen i stedet drives af en høj CO₂-pris på 100 EUR/ton.

Frem mod 2030 antages den gældende afgiftsstruktur og regulering at gælde. Dog med nedenstående modifikationer.

El-afgiften

Regeringen har d. 12. november 2017 vedtaget at nedsætte elafgiften for el til opvarmning med gennemførelsen af en Erhvervspakke. Elvarmeafgiften er i dag 40,5 øre/kWh og reduceres ifølge aftalen på følgende måde:

- 2019: Reduceret med 15 øre/kWh i forhold til i dag (2017).
- 2020: Reduceret med 20 øre/kWh i forhold til i dag.
- 2021 og frem: Reduceret med 25 øre/kWh i forhold til i dag.

Beslutningen om at nedsætte elvarmeafgiften permanent med 25 øre/kWh fra 2021 og frem er endnu ikke gennemført, men aftaleparterne bag erhvervsaftalen har tilkendegivet et ønske om, at det gennemføres i forbindelse med den kommende energiaftale. Der er derfor frem til 2030 indregnet en reduceret afgift.

Kraftvarmekrav

I betragtning af hvilke teknologier, der vinder frem i el- og varmesektoren, er det sandsynligt, at kraftvarmekravet vil ophøre eller i praksis ikke være styrende for hvilke investeringsbeslutninger, der bliver taget. Derfor indgår kraftvarmekravet ikke i modelberegningerne.

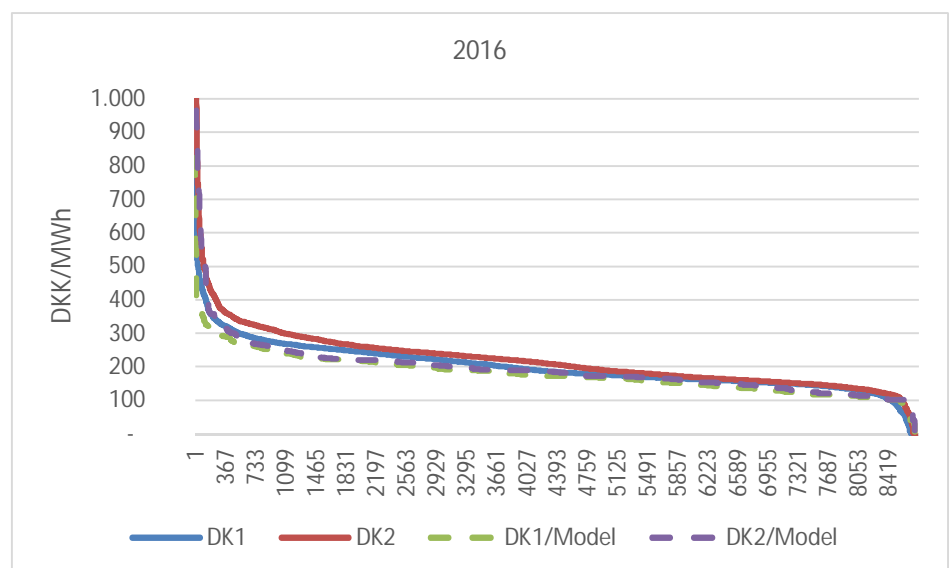
Forskel fra Energistyrelsens fremtidsscenarier

Fremtidsbillederne for 2030 og 2050, som er modelleret i Balmorel, er således langt hen ad vejen identisk med Energistyrelsens vindscenarie, dog adskiller de sig som nævnt på følgende væsentlige punkter:

- Udviklingen af fjernvarme- og elsystemet bestemmes via en økonomisk optimering under givne rammevilkår (IEA 450 ppm og ikke *New Policies*) i form af brændsels- og CO₂-priser.
- Der indgår en detaljeret simulering af el-udveksling med Danmarks nabolande.
- I 2050 forudsættes en høj CO₂-pris i 2050, som drivende for den grønne omstilling.
- Opdaterede priser på VE-teknologier, som bl.a. betyder, at solceller vil spille en betydelig rolle i fremtidens elforsyning.
- Der indgår ikke etablering af brintfabrikker i Danmark.
- Der indgår ikke etablering af storskala biobrændstoffabrikker i Danmark.

Kalibrering

I Figur 9 er de modelberegnede 2016-priser sammenlignet med de faktiske elpriser fra 2016. Sammenligningen er foretaget for at sikre, at modellen er passende kalibreret. Der er et fint sammenfald mellem de historiske og modellerede 2016-priser, omend de beregnede priser ligger marginalt under de realiserede. Med andre ord er de modellerede tal til den konservative side, og dermed undgår vi at overvurdere potentialet for fleksibilitet i de eksisterende bygninger.



Figur 9: Varighedskurve for faktiske og modellerede elspotpriser 2016 (Kilde: Historiske data og Balmorel-kørsel).

Feedback	<p>Følsomhedsanalyser</p> <p>Ændringer i bygningsmassens energibehov og fleksibilitet er ikke indarbejdet som feedback i modellen.</p>
Prisvariation	<p>Der er beregnet et sæt timepriser for de to år 2030 og 2050 for hvert af prisområderne Øst- og Vestdanmark (DK1 og DK2) samt i hvert af de danske fjernvarmeområder.</p> <p>Der er en væsentlig forskel mellem elspotpriserne for Øst- og Vestdanmark. Derfor beregnes potentialet for fleksibilitet af et givent tiltag i eksisterende bygninger i baggrundsrapport 3 både for en situation med Øst-priser og en situation med Vest-priser, som udtryk for en slags følsomhedsvurdering. På samme vis anvendes fjernvarmepriserne for to forskellige fjernvarmeområder til at angive potentialet følsomhed for ændringer i fjernvarmepriserne.</p>

5 Energipriser mod 2050

I dette kapitel præsenteres et overblik over de metoder, der er anvendt til beregning af energipriser samt de resulterende priser i 2030 og 2050.

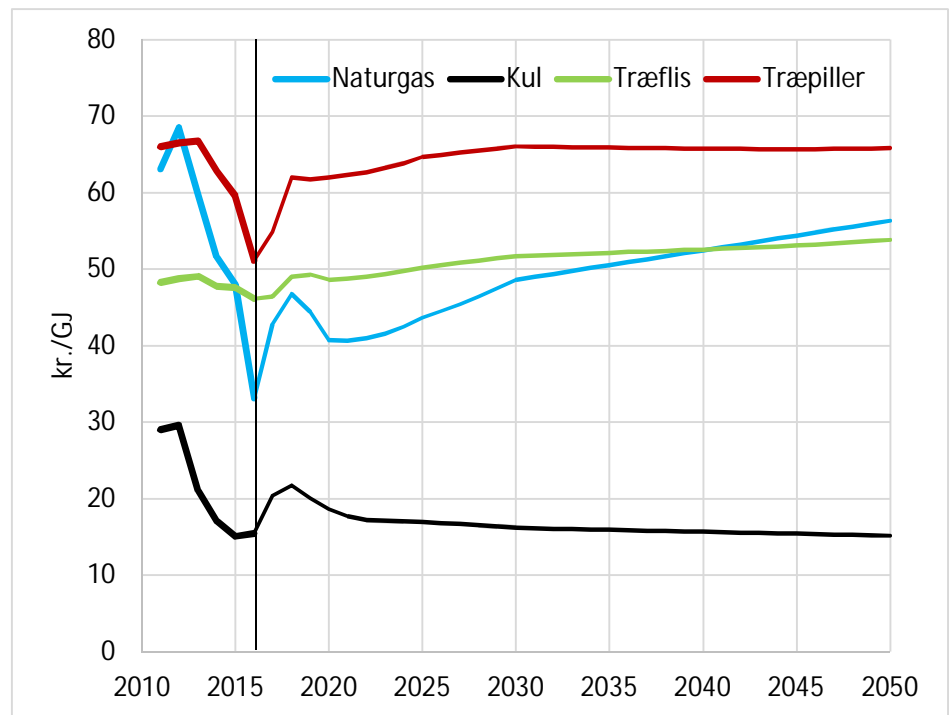
Udgangspunktet for energipriserne er de to modellerede systemudviklingsscenarier: Et Business-as-Usual (BAU) scenarie frem til 2030 og et klimascenarie for 2050. Energipriserne anvendt til analyse af bygningers mulige bidrag til fleksibilitet er i 2030 baseret på BAU-scenariet og i 2050 baseret på klimascenariet. Der henvises til foregående kapitel for uddybning.

Frem til 2030 er det de nationale og lokale mål og planer, der driver udviklingen, hvorefter det frem til 2050 er CO₂-prisen, der driver udviklingen.

Bemærk, at langsigtede analyser af den gennemførte type er behæftet med væsentlige usikkerheder vedrørende CO₂-pris, teknologiudvikling (fleksibilitet herunder potentialet for fuel switch og værdien heraf, lagringsmuligheder, drift) og hastigheden for omstillingen.

5.1 Brændselspriser

Som nævnt i kapitel 4, fremskrives i både BAU- og Klimascenariet engrospriserne på kul, råolie og naturgas til 2030 og 2050 i overensstemmelse med IEA's Sustainable Development Scenario fra World Energy Outlook 2017. Scenariet forudsætter en gradvis stigning i naturgasprisen over tid til knap 50 kr./GJ i 2030 og ca. 55 kr./GJ i 2050. Kulprisen forudsættes at ligge på ca. 18 kr./GJ i både 2030 og lidt lavere i 2050. Prisen på råolie forudsættes at stige hen mod 2030, hvorefter den falder.

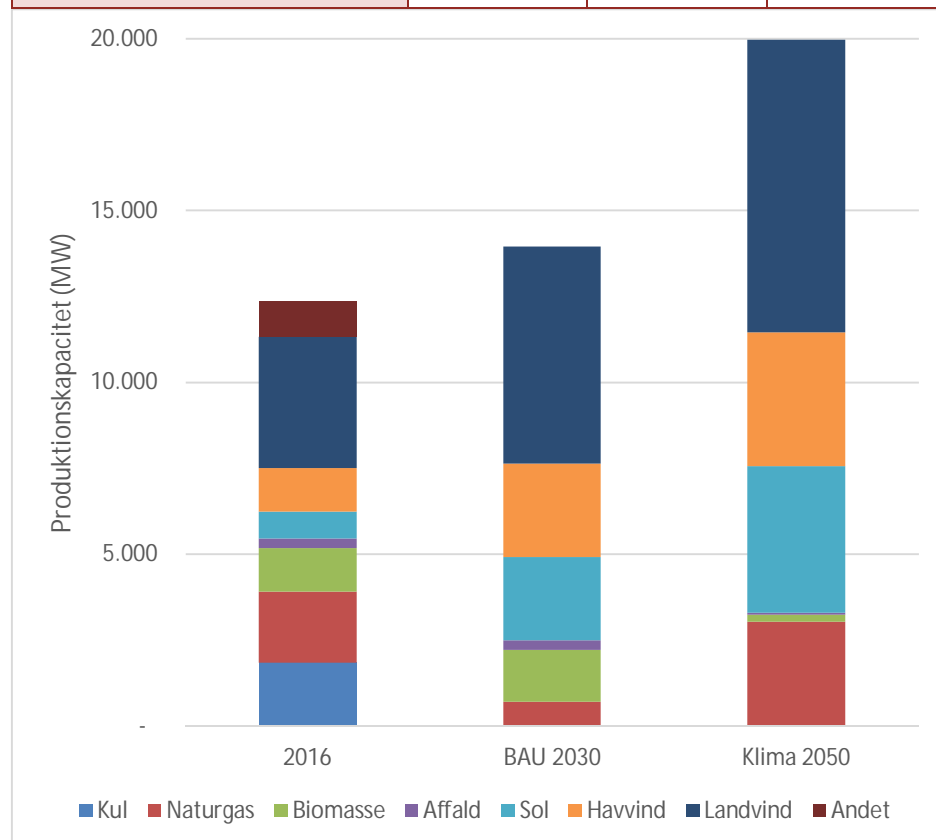


Figur 10: Antaget udvikling i brændselspriser.

Der er forudsat en moderat CO₂-pris frem til 2030 (15 EUR/ton) ud fra en betragtning om at omstillingen af energisystemet i høj grad vil ske via andre virkemidler bl.a. tilskud til VE. Efter 2030 forudsættes kvoteprisen at være drivende for den grønne omstilling, og derfor forudsættes en kraftig stigning således, at prisen i 2050 når 100 EUR/ton.

Produktionskapaciteten i Danmark baseret på fluktuerende VE fordobles frem til 2030 og fortsætter at stige frem til 2050, mens den regulerbare kapacitet halveres fra 2016 til 2050. Andelen af VE i forhold til den samlede kapacitet i det øvrige modelområde stiger kraftigt fra at udgøre omkring en fjerdedel i 2016 til mere end halvdelen i 2030 og tre fjerdedele i 2050. Forbruget i Danmark stiger omkring 20% frem til 2030, hvor det bliver frem til 2050. I det øvrige modelområde er forbruget så godt som konstant i hele perioden 2016-2050.

Kapacitet (MW)	2016	BAU 2030	Klima 2050
Kul	1.830	-	-
Naturgas	2.080	700	3.030
Biomasse	1.260	1.520	200
Affald	290	270	70
Sol	780	2.430	4.260
Havvind	1.270	2.710	3.900
Landvind	3.810	6.310	8.500
Andet	1.040	-	-
I ALT	12.360	13.940	19.960
Regulérbar kapacitet	6.500	2.490	3.300
Fluktuerende kapacitet	5.860	11.450	16.660
Andel fluktuerende kapacitet	53%	82%	83%



Figur 11: Udvikling i produktionskapacitet i Danmark (Kilde: Balmorel-kørsel).

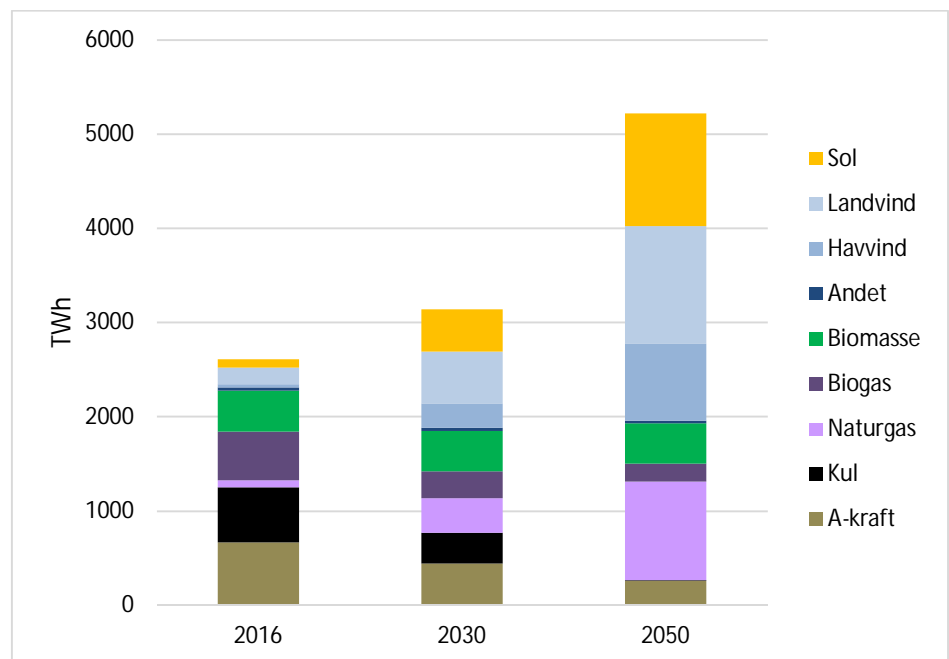
Den primære årsag til den meget kraftige udvikling i VE skyldes et kraftigt prisfald på VE-teknologier. Ny VE leverer i dag billigere el end nye fossile kraftværker, og denne konkurrencefordel øges over tid i takt med den teknologiske udvikling. Givet de valgte forudsætninger er landvind billigere end havvind, hvorfor den absolutte stigning i vindkapacitet er meget større inden for landvind.

Dertil kommer, at der i bl.a. Tyskland og Sverige er fastlagt et udbygningsforløb for VE frem til 2030/2035, som afspejler de langsigtede energipolitiske målsætninger i de to lande.

		2016	BAU 2030	Klima 2050
Kapacitet i DK (MW)	Fluktuerende (sol+vind)	5.860	11.450	16.660
	Andet	6.500	2.500	3.300
Kapacitet i det øvrige modelområde (MW)	Fluktuerende (sol+vind)	190.800	686.330	1.736.230
	Andet	643.460	494.680	563.150
Forbrug i DK (GWh)		31.620	38.290	38.290
Forbrug i det øvrige modelområde (GWh)		2.700.460	2.719.580	2.719.580

Tabel 8: Produktionsapparat og produktion i de tre model-år (Kilde: Balmorel-kørsel).

Elforbruget – og dermed også elproduktionen – er højere i Klima 2050, fordi der forudsættes en væsentlig elektrificering af transport- og opvarmnings-sektorerne.

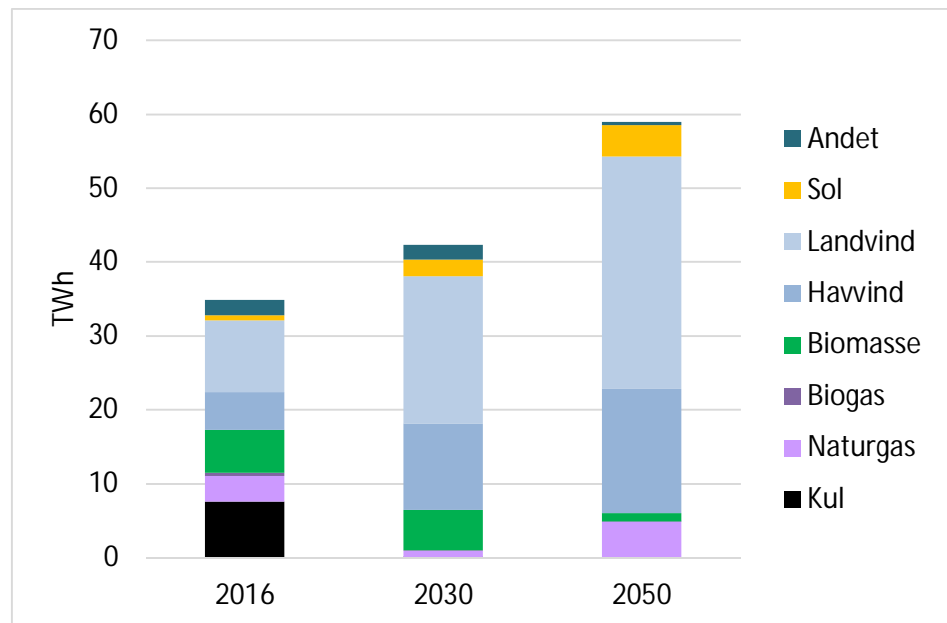


Figur 12: Elproduktion i modelområdet (Nordvest- og Centraleuropa, dog ikke den Iberiske halvø og Balkan-landene). Bemærk, at søjlen for 2030 er fra BAU-scenariet og søjlen for 2050 er fra klimascenariet. (Kilde: Balmorel-kørsel).

Elproduktion i Danmark

Andelen af VE i elforsyningen stiger i Danmark frem mod 2050 i begge scenarier til tæt ved 100%, som følge af en meget kraftig udbygning med vind og solceller.

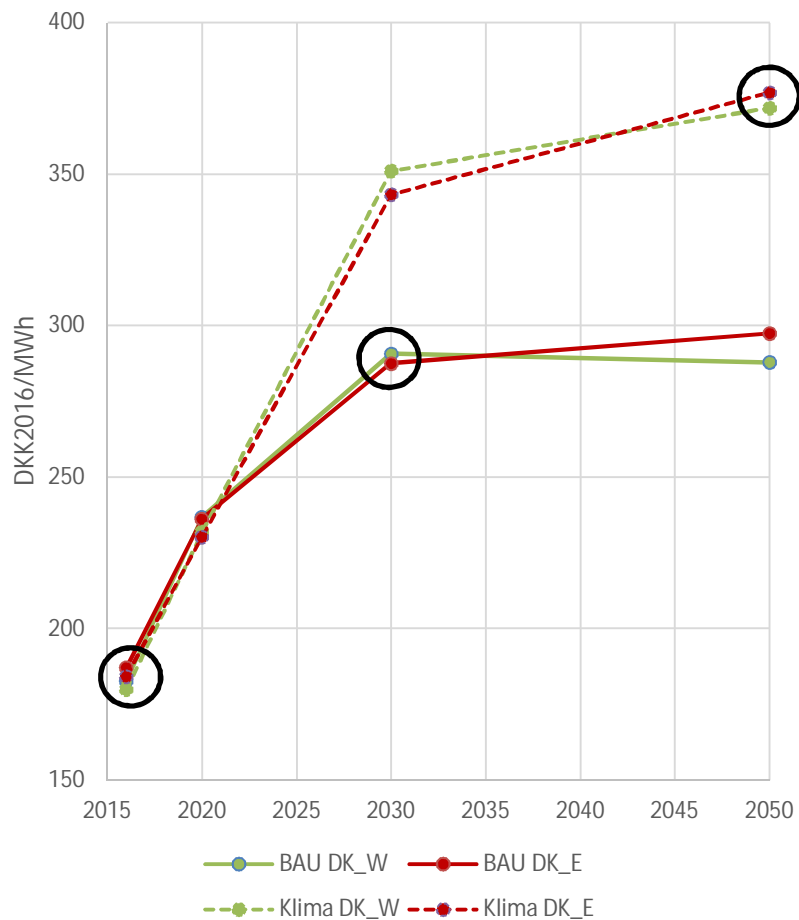
I Klimascenariet er der en betydelig elproduktion på naturgas i 2030. Det hænger samme med, at energiafgiften på naturgas forudsættes at blive fjernet i det scenarie, hvilket gør gaskraftvarme attraktiv, på trods at CO₂-prisen ligger på 300 kr./ton. I 2050 når CO₂-prisen dog et så højt niveau (750 kr./ton), at gasbaseret elproduktion alene er relevant som spidslast og back-up for sol og vind.



Figur 13: Elproduktion i Danmark. Bemærk, at søjlen for 2030 er fra BAU-scenariet og søjlen for 2050 er fra klimascenariet. (Kilde: Balmorel-kørsler)

5.2 Elpriser

Udviklingen i elpriser er vist i Figur 14. Efter 2030 er elprisstigningen begrænset, hvilket primært skyldes fortsat reduktion af omkostninger til sol og vind. De sorte cirkler i Figur 14 indikerer, hvilke elprisscenarier der er anvendt i vurderingen af potentialet for fleksibelt forbrug i eksisterende bygninger. For 2016 er der anvendt historiske priser, for 2030 er der anvendt priser fra BAU-scenariet, og i 2050 er der anvendt priser fra Klimascenariet.



Figur 14: Elpriser i hhv. Vest- og Østdanmark i de modellerede BAU- og Klimascenarier. De sorte cirkler indikerer, hvilke elprisscenarier der er anvendt i vurderingen af potentialet for fleksibelt forbrug i eksisterende bygninger. Bemærk, at y-aksen ikke starter i nul.

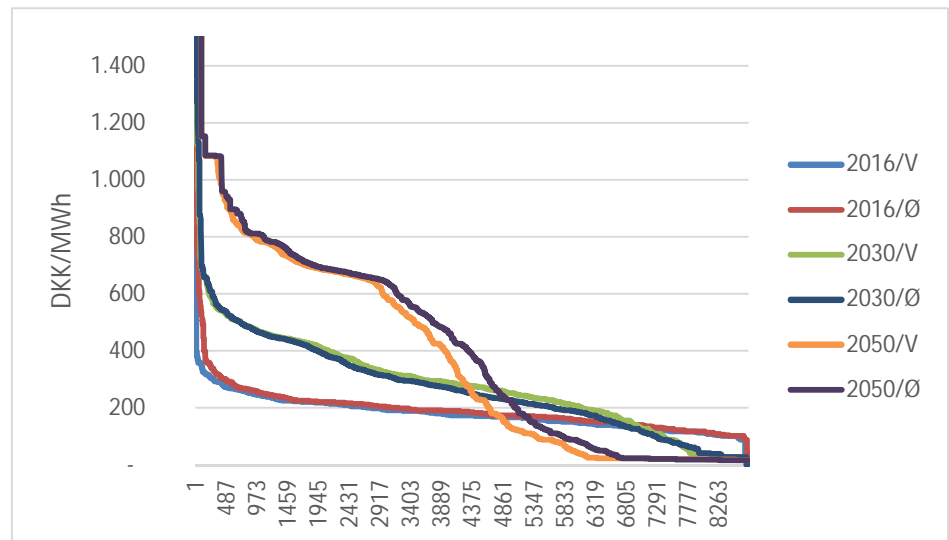
Elspotpriser

I Figur 15 viser varighedskurver for de beregnede elspotpriser for 2016, 2030 og 2050. Der ses en markant udvikling i prisbilledet. Den kraftige udbygning med VE resulterer i væsentligt flere timer med lave elpriser end i dag, men også flere timer med høje elpriser. De høje priser skyldes, at brændselspriser og CO₂-priser forventes at stige, hvilket øger produktionsomkostningen på fossile brændsler og giver incitament til at skifte fra kul til gas og biomasse, som er dyrere brændsler. Værdien af det fleksible elforbrug er således stigende hen mod 2050.

Der bliver frem mod 2050 timer, hvor elspotprisen er lavere end fjernvarmeprisen, men modsat bliver der flere timer, hvor elspotprisen er lavere end gasprisen.

I Figur 15 er vist udviklingen i den gennemsnitlige forskel på dagens dyreste og billigste time (Pejlemærke 1).

Bemærk, at modellen ikke genererer negative priser, idet både sol og vind stoppes, hvis spotprisen kommer under de variable omkostninger for disse teknologier.



Figur 15: Varighedskurver for de modelbaserede elspotpriser i 2016, 2030 og 2050. Enkelte timer har værdier over 1.500 DKK2016/MWh.

Elspotpriser	DK1	DK2
Faktisk 2016	116	148
Model 2016	104	138
Model 2030	326	323
Model 2050	336	532

Tabel 9: Pejlemærke 1: Gennemsnitlig forskel på dyreste og billigste time (DKK2016/MWh).

Figur 16 viser udviklingen i elspotpriserne frem til 2050. Modsat varighedskurven, hvor elspotpriserne er sorteret fra højeste til laveste, viser Figur 16 elspotprisen time for time i løbet af året. Det ses også her tydeligt, at udsvinget i prisvariationen stiger fra 2030 til 2050.



Figur 16: Modelbaserede elspotpriser for samtlige af årets timer. Øverst: 2030, nederst: 2050. Til venstre: DK1, Til højre: DK2. Enkelte timer er over 1.500 DKK/MWh. (Kilde: Balmorel-kørsel)

Regulérkraftpriser

Øget udbygning med vind- og solenergi produktion kan øge ubalancerne i systemet. Med fortsat udbygning af fluktuerende energi må det dog ventes, at efterspørgslen efter reguleringsydelser vil stige i Danmark og nabolandene, og på sigt vil udgøre en stigende del af den samlede el-omsætning. Det bør dog nævnes i den forbindelse, at det årlige behov for regulering i Danmark faktisk har været faldende gennem de senere måske på grund af en forbedret markedsfunktion – bedre anvendelse af intra-day markederne – eller bedre prognoser.

Regulérkraftprisen time for time i 2030 og 2050 er ikke modelleret direkte, men i stedet beregnet ud fra det historiske forhold mellem elspotpris og regulérkraftpris. Arbejdsstrinene har været som følger:

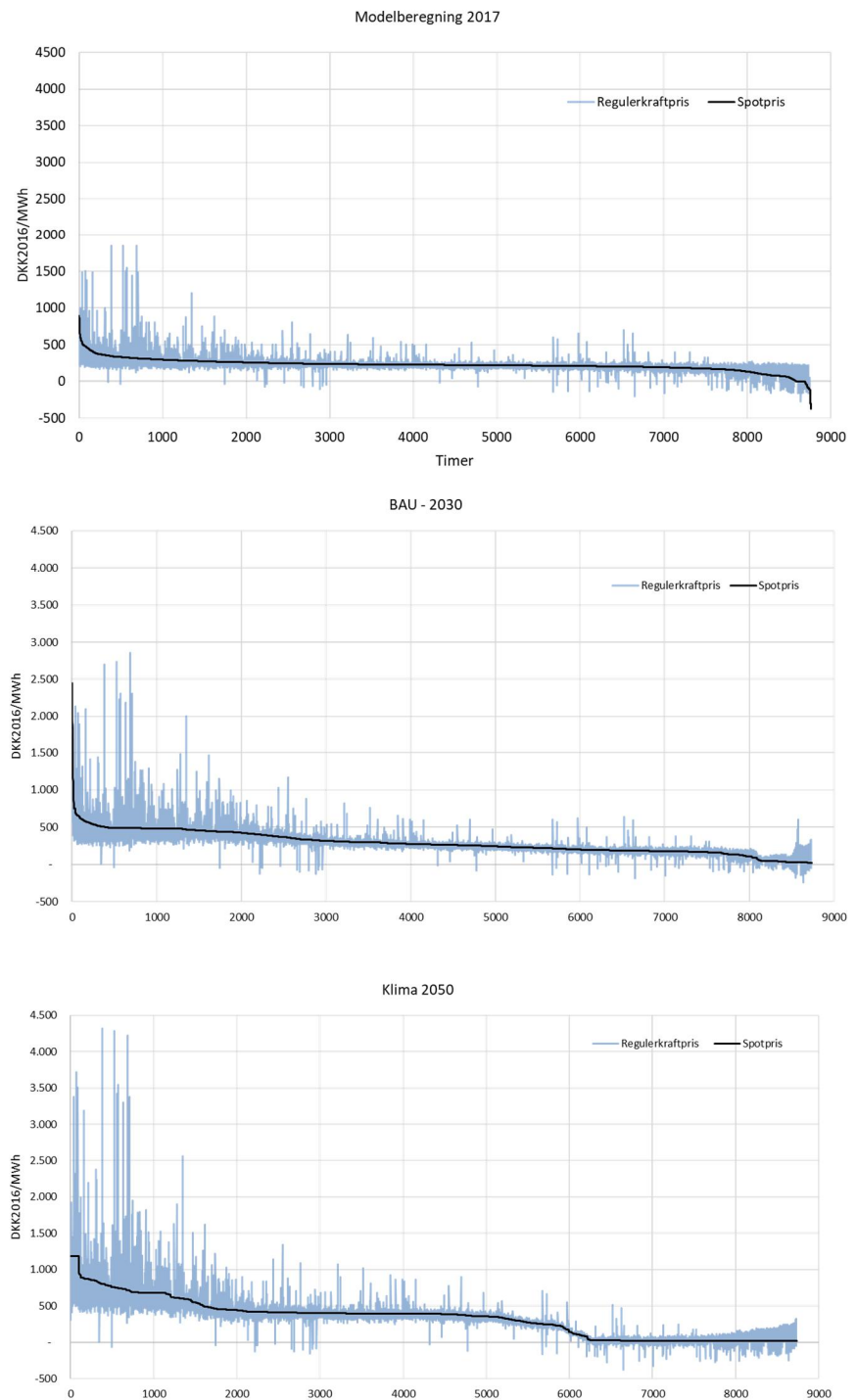
- Først udledes forholdet mellem den historiske elspotpris og historiske regulérkraftpris i 2017.
- Derpå følger en vurdering af, hvorvidt der var tale om opregulering, nedregulering eller intet behov for regulering i den enkelte time.

- Dernæst anvendes de i Balmorel modellerede elspotpriser i 2030 til at beregne 2030 regulérkraftprisen time for time vha. forholdstallet, og de fremkomne priser kalibreres så de passer til varighedskurven.
- På samme måde beregnes regulérkraftpriserne for 2050.

Forbehold

De beregnede regulérkraftpriser bør anvendes med forsigtighed, da der ikke er foretaget en egentlig modellering af det fremtidige regulérkraftmarked, og fordi der generelt vurderes at være betydelig usikkerhed omkring udbud og efterspørgsel i det fremtidige regulérkraftmarkedet.

Prisresultatet er vist i Figur 17, hvor også elspotprisen er plottet ind til sammenligning. Andelen af årets timer, hvor der sker opregulering, ingen regulering eller nedregulering fordeler sig nogenlunde ens for de tre nedslagsår med en tredjedel til hver af de tre typer regulering.



Figur 17: Elspotpriser og regulerkraftpriser, 2017, 2030 og 2050 (Kilde: Balmorel-kørsel).

Andel af årets timer	2017	2030	2050
Opregulering (= reducere elforbrug)	37%	31%	31%
Ingen regulering	29%	35%	35%
Nedregulering (= øge elforbrug)	34%	34%	34%

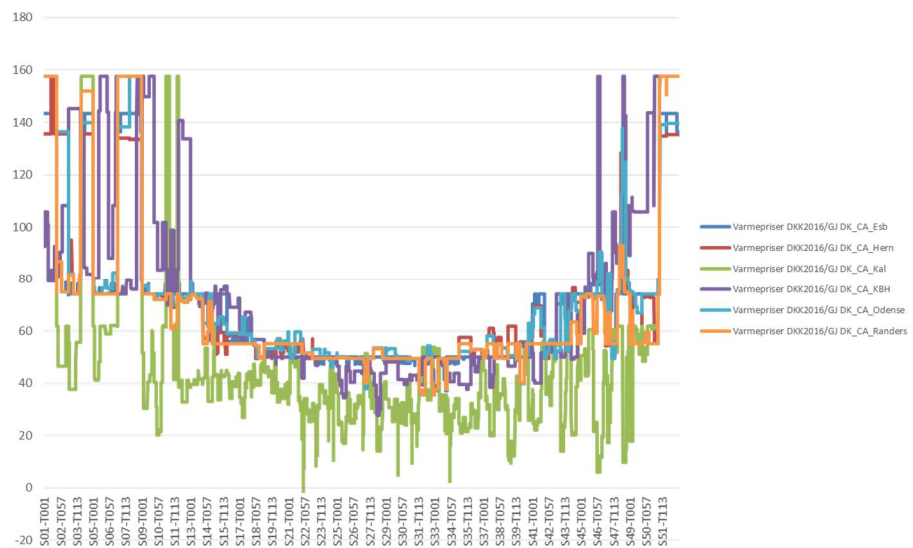
Tabel 10: Andel af årets timer, hvor der sker opregulering, ingen regulering eller nedregulering (Kilde: Balmorel-kørsler).

Det ses, at der er stor forskel på prisniveauet for dyreste og billigste regulérkrafttime, men også at der er stor forskel mellem elspotpris og regulérkraftpris, og at det i den enkelte time kan være en hel del mere fordelagtigt at tilbyde ydelse til regulérkraftmarkedet.

5.3 Varmepriiser

Balmorel-modelleringen foretaget i dette projekt opererer med ca. 50 varmeområder. Figur 18 viser de beregnede varmepriiser i 2030 for Esbjerg, Herning, Kalundborg, København, Odense og Randers, mens Figur 19 viser de beregnede varmepriiser i 2050 for København, Odense og Randers.

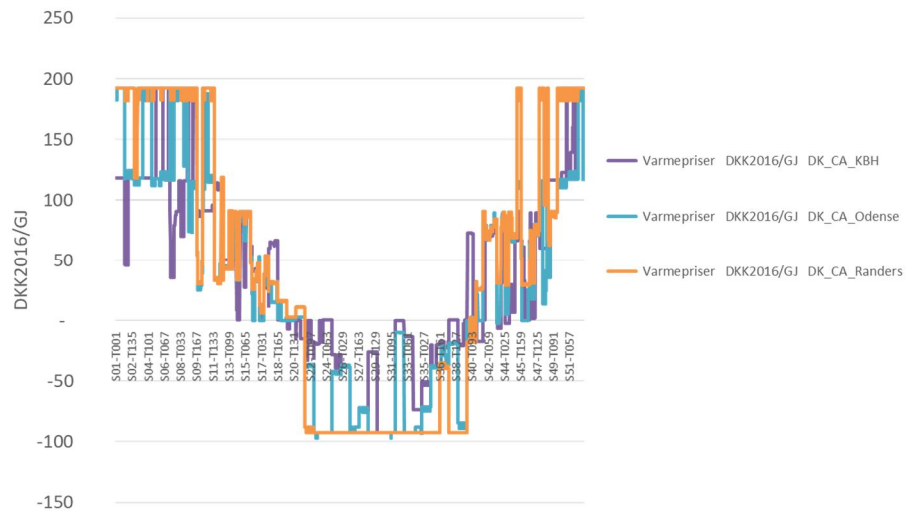
Det ses som forventet, at prisen varierer meget afhængigt af varmeområde.



Figur 18: Varmepriiser 2030 for seks udvalgte varmeområder (DKK2016/GJ) – Esbjerg (mørkeblå), Herning (rød), Kalundborg (grøn), København (lille), Odense (lyseblå) og Randers (orange).

Der opstår i 2050 negative varmepriiser i sommerperioden, fordi affaldsværkerne modtager betaling for afbrænding af affald, og der i sommerperioden er for lidt varmegrundlag. Vi har i analysen af forbrugssidens potentiale for fleksibilitet valgt at sætte de negative priser til værdien 0, idet det vurderes, at

det i praksis vil være muligt for fjernvarmeselskaberne at bortkøle varmen uden væsentlige meromkostninger, hvorved negative varmepriser kan undgås. Bortkølingsmulighederne er imidlertid ikke fuldt ud repræsenteret i Balmorel. Vores forventning er desuden, at det ikke sandsynligt, at forbrugerne vil få penge for at modtage varme, selvom marginalomkostningen ved at producere varme i kortere perioder kan være negativ.



Figur 19: Varmepriser 2050 for tre udvalgte varmeområder (DKK2016/GJ) – København (lilla), Odense (lyseblå) og Randers (orange).

5.4 Transportpriser

Udifferenterede (=faste) transporttariffer kan udgøre en hindring for aktivering af nogle fleksibilitetstiltag. Derfor har vi for de relevante tiltag (fx gasfyr med elpatron) beregnet værdien af fleksibilitet både i en situation med udifferenterede og med dynamiske transporttariffer.

Transportpriserne anvendt i vores beregninger repræsenterer den gennemsnitlige marginale pris i transmissionsnettet plus det lokale distributionsnet. Der vil dog helt klart være lokale variationer, der kan have betydning for rentabiliteten af de analyserede fleksibilitetstiltag, ligesom man også skal have for øje, at en aktivering af fleksibilitetspotentialer også kan belaste lokale net.

Transportpriserne, vi har anvendt, er priser for mindre forbrugere (dvs. 4.000 kWh el, 18,75 MWh fjernvarme, 2.000 Nm³ gas), uagtet hvilket af de fire bygningssegmenter¹³, vi betragter. Dette er gjort af hensyn til overskueligheden.

¹³ PSR, Etageboliger, Handel&service samt institutioner.

Elnet

Når elforbruget stiger ud over det forbrug, som elnettet er dimensioneret til, udløses behov for netinvesteringer. Det er vanskeligt at bestemme elnetbesparelsen, da behovet for netforstærkninger vil afhænge meget af, hvilket net man betragter. I nogle net vil der være god plads til f.eks. varmepumpernes effekttræk, mens det kan kræve umiddelbare forstærkninger i andre net. I takt med, at der tilsluttes flere og flere varmepumper, vil det relative behov for netforstærkninger øges. Behovet skal desuden ses i sammenhæng med andre elektrificeringstiltag – særligt en forøgelse af andelen af elbiler – som ligeledes vil øge behovet for forstærkninger.

Den gennemsnitlige samfundsøkonomiske nettarif omfattende distributions-tarif, transmissionstarif inkl. omkostninger til balanceydelse og forsyningssikkerhed mv. angives af Energistyrelsen til 29,8 øre/kWh (298 kr./MWh), ekskl. elnettab for husholdninger, hvoraf ca. 22 øre/kWh vedrører distributionsnettet.

Analyser fra Energinet og Dansk Energi peger imidlertid på, at den samfundsøkonomiske omkostning til at forstærke elnettet til indpasning af varmepumper og elbiler på kort sigt vil være noget lavere. Det skal ses i sammenhæng med, at store dele af nettet i udgangspunktet er designet så robust, at behovet for merinvesteringer er begrænset eller fraværende, så længe der er tale om en moderat forøgelse af elforbruget (ca. 3 TWh i 2035).

I alt er der for enfamiliehuse i 2030 estimeret en marginal elnetomkostning på 16,6 øre/kWh (166 kr./MWh) som følge af et øget elforbrug. På længere sigt mod 2050 forventes imidlertid et endnu større elforbrug til varmepumper og elbiler mv., hvilket vil øge behovet for forstærkninger i en større andel af distributionsnettene. Vi er imidlertid ikke bekendte med analyser, der systematisk har undersøgt behovet for forstærkninger frem mod 2050 i et scenarie med fuldt gennemslag af varmepumper og elbiler. Den gennemsnitlige samfundsøkonomiske nettarif omfattende distributionstarif, transmissionstarif inkl. omkostninger til balanceydelse og forsyningssikkerhed mv. angives af Energistyrelsen til 29,8 øre/kWh (298 kr./MWh), ekskl. elnettab for husholdninger, hvoraf ca. 22 øre/kWh vedrører distributionsnettet. Frem mod 2050 kan det groft antages, at den marginale omkostning til netforstærkninger gradvist vil nærme sig den gennemsnitlige distributionstarif. Dog vil der fortsat være en del af netomkostningerne, som er uafhængige af aftaget, ligesom der fortsat kan det være net, hvor behovet for forstærkninger er marginalt eller fraværende. Derfor antages det, at netomkostning til et merelforbrug i 2050

vil udgøre 75% af den gennemsnitlige distributionstarif i dag, dvs. 16,2 øre/kWh. Dertil kommer besparelsen i transmissionsnettet på 8,2 øre/kWh baseret på de aktuelle net- og systemtariffer – således at omkostningen i gennemsnit udgør 24,4 øre/kWh.

El	2016	2030	2050
DKK2016/MWh	166	166	244

Tabel 11: Udifferencierede eltransportpriser (DKK2016/MWh).

Som tidligere beskrevet til den reelle omkostning imidlertid afhænge af, hvornår kunden bruger el, hvilket nogle elnetselskaber allerede har reageret på ved at indføre tidsdifferentierede tariffer.

I analyserne indgår derfor en "dynamisk" transportpris for el med to trin er beregnet ud fra en vægtning af belastningen i de enkelte timer ganget med den udifferencierede transportpris. Til vægtningen har vi valgt at bruge en faktor 2,0 og en faktor 0,8. De fire timer fra og med 18:00-21:59 er vægtet med faktor 2,0 hver dag i året som tilnærmelse til de timer, hvor der typisk er spidsbelastning og de resterende 20 timer er vægtet således, at totalen bliver 24 dvs. med faktor 0,8 hver.

Fjernvarmenet

Fjernvarmenetsomkostninger udgør i mange net en betydelig del af den samlede fjernvarmepris. Netomkostningerne skal dække både kapital- og driftsomkostninger til nettet og nettab. Et reduceret fjernvarmeforbrug over en kortere periode ændrer som udgangspunkt ikke væsentligt på nettabet i fjernvarmenettet, da nettabet afhænger af varmetabet fra rør til omgivelser og dermed af temperaturniveauet og ikke flowet i rørene. Tilsvarende kan et reduceret fjernvarmeforbrug over en kortere periode ikke forventes at påvirke investeringsbehov og drift- og vedligeholdelseskostninger væsentligt. Ved en permanent sænkelse af fjernvarmeforbruget – f.eks. som følge af dybdegående energirenoveringer – vil det være realistisk at sænke temperaturerne i nettet og/eller vælge mindre rørdimensioner. Ved korttidsreduktioner i varmeforbrug vil der imidlertid næppe være væsentlige reduktioner at hente. På driftssiden vil et reduceret fjernvarmeforbrug selv over korte periode dog reducere behovet for pumpning.

Det er beregningsmæssigt forudsat, at den samfundsøkonomiske besparelse på investeringer og drift net af drift svarer til 10% af den aktuelle fjernvarmeproduktionspris alle tre år. Det vil sige, at størrelsen varierer time-for-time og for hvert fjernvarmeområde. Til illustration af, hvor stor den er relativt til

transportprisen for el og for naturgas, har vi beregnet den gennemsnitlige faktiske størrelse for Esbjerg – se Tabel 12.

Fjernvarme (DKK ₂₀₁₆ /MWh)	2016	2030	2050
Gns. marginal varmepris	269	134	170
Gns. fjernvarme transportpris	26,9	13,4	17,0

Tabel 12: Gennemsnitlig værdi af de "dynamiske" varmetransportpriser (DKK₂₀₁₆/MWh).

Gasnet

Ifølge Energistyrelsens "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, maj 2017" (omkostninger til transport, lager og avancer ekskl. sunk cost) antages gasnettarriffen at være 29,2 kr./GJ i 2020, fallende til 10,3 kr./GJ i 2030.

Der forventes imidlertid et fald i gasforbruget i Danmark frem mod 2050, og det eksisterende gasnet vurderes derfor at være fuldt tilstrækkelig til at håndtere det fremtidige forbrug. I det lys vurderes det som udgangspunkt ikke, at der er en gasnetbesparelse forbundet med marginale reduktioner i gasforbruget som følge af gasbesparelser. Gastariffen er derfor ikke indregnet i de marginale forsyningsomkostninger. Betydningen af at inkludere en marginal gasnetomkostning er i stedet undersøgt i en følsomhedsberegning.

6 Sammenfatning

Potentiale	Det samlede potentiale for fleksibelt forbrug anses som forholdsvis stort i bygninger. Omkring 20-35% af elforbruget kan styres uden væsentlige problemer med komfort m.m. Udnyttelsen af mulighederne vil være afhængig af anvendelse af automatik og intelligens i de relevante apparater.
Energipriser	Analysen af det fremtidige energimarked tyder på, at der vil være mindre men flere udsving og dermed en stigende mulighed for at tilbyde fleksibilitet. Hvorvidt det er rentabelt for bygningsejerne at skabe og aktivere fleksibilitetsydelser belyses i baggrundsrapport 2.
Realisering	En betydelig del af potentialet vil i teorien kunne realiseres fra i dag. Kunder med en fjernaflæst elmåler vil løbende fra december 2017 til udgangen af 2020 bliver overført til flexafregning, som muliggøre timevis afregning til spotpris. Styringsteknologien, som skal anvendes, er velkendt og anvendes allerede i dag til fx virksomhedernes SRO-anlæg (styring, regulering, overvågning). For husholdningerne skal der udvikles brugervenlige automatiksystemer.
Barrierer	<p>For virksomheder med en timeafregning (elforbrug over 100 MWh) er der i dag ingen væsentlige barrierer for at tilpasse forbruget efter priserne i elspotmarkedet og Elbas. Der er imidlertid endnu få praktiske erfaringer.</p> <p>I forhold til andre markeder, fx systemydelser og regulérkraft, så kræves der udvikling af de gældende regler. Udvikling af tidsvarierende nettariffer vil øge incitamentet til fleksibelt elforbrug. Allerede med to-trins nettariffer vil der kunne mærkes en forskel.</p>
Incitamenter	Det økonomiske incitament ved at tilpasse forbruget til spotpriserne afhænger stærkt af den nødvendige investeringsomkostning. Det kan imidlertid være attraktivt, hvis udstyret til styring allerede findes, og særligt hvis der er andre fordele knyttet til styringen og overvågningen, fx i form af energibesparelser, bedre komfort, sikkerhed, arbejdsmiljø, bedre distribution m.m. Sådanne synergieffekter kan være afgørende for om fleksibelt forbrug kan realiseres i eksisterende bygninger.

7 Referencer

- Birch & Krogboe. (2007). *Styring af elforbrug gennem afbrydelighed*. . Elfor PSO 2003 Forskning og Udvikling indenfor effektiv elanvendelse. Projektnr. 335-07.
- Cardinaels, W., & Borremans, I. (2014). *Linear Intelligent Networks - Demand Response for Families*. Linear Consortium.
- CASSANDRA. (2017). Hentet fra http://www.cassandra-fp7.eu/page/Consumers_Network
- Customer-Led Network Revolution. (16. April 2017). *Findings & Conclusions*. Hentet fra Customer-Led Network Revolution: <http://www.networkrevolution.co.uk/conclusions/>
- Delta Energy & Environment. (2014). (C. Bang, Interviewer)
- Dong Energy. (2005). *Demonstrationsforsøg med fleksibelt elforbrug*. Energinet.dk projekt 2005-2-6416 "Interaktive målere til aktivering af priselastisk elforbrug".
- Dong Energy. (2013). *Scenarier for udrulning af elbiler*. Udarbejdet af Dong Energy, Energinet.dk og Dansk Energi.
- DR-BOB. (26. 07 2017). Hentet fra DR-BOB: <http://www.dr-bob.eu/>
- DRIP. (28. 07 2017). *DRIP - Demand Response in Industrial Production*. Hentet fra <https://www.drip-project.eu/index.html>
- Ea Energianalyse. (2011). *Kortlægning af potentialet for fleksibelt elforbrug i industri, handel og service*. Udarbejdet for Energinet.dk.
- Ea Energianalyse. (2012). *Det fremtidige behov for fleksibilitet i energisystemet – Med fokus på integration af vindkraft*. Udarbejdet for Aahus Kommune.
- Ea Energianalyse et al. (2014). *Activating electricity demand as regulating power. Flexpower – testing a market design proposal*. Ea Energianalyse, the Technical University of Denmark (DTU), Enfor, Actua, Eurisco, EC Power,. Hentet fra http://ea-energianalyse.dk/reports/1027_flexpower_activating_electricity_demand_as_regulating_power.pdf
- Ea Energy Analyses. (2013). *Activating electricity demand as regulating power - Flexpower - testing a market design proposal*. Copenhagen: Ea Energy Analyses.
- Ea Energy Analyses. (2014). *Ready project - Summary of main findings*. Copenhagen: Ea Energy Analyses.
- Ea Energy Analyses. (2017). *Demand response: Potential DR services and technical requirements*.

- Edelenbos, E., Togeby, M., & Wittchen, K. B. (2015). *Implementation of Demand Side Flexibility from the perspective of Europe's Energy Directives*. A Joint Working Group: Energy Efficiency Directive (EED), Renewable Energy Sources (RES) Directive, Energy Building Performance Directive (EPBD).
- EirGrid. (26. 07 2017). Hentet fra EirGrid Group: http://www.eirgridgroup.com/__uuid/91b2daa9-2377-4e3d-87fd-c4ba57524462/index.xml
- Elkraft System. (2005). *Demand response - in practise*. Ballerup: Elkraft System, Nordisk Energiforskning.
- Energianalyse, E. (2017). *Demand Response Potential in Lithuania*.
- Energinet.dk. (2011). *Fremme af prisfleksibelt elforbrug for små og mellemstore kunder*. Energinet.dk og Dansk Energi.
- Energinet.dk. (2013). *Elmarkedet i Danmark*. Energinet.dk.
- Energinet.dk. (2013). *Energinet.dk's analyseforudsætninger 2013-2035*. Energinet.dk.
- Energistyrelsen. (Marts 2014). *Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050*, ISBN: 978-87-93071-64-3.
- ENTSO-E. (2013). *Demand Connection Code (DCC)*. ENTSO-E. Hentet fra <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/demand-connection/>
- ENTSO-E. (December 2016). *ENTSO-E Ten Year Network Development Plan 2016*.
- European Commission. (2014). *Delivering the internal electricity market and making the most of public intervention*.
- Fingrid. (2016). *Electricity market needs fixing - What can we do?* Helsinki: Fingrid.
- Glitre Energi -nettleiepriser-2017. (juni 2017). Hentet fra <https://www.glitreenergi-nett.no/nettleie/priser-og-vilkar/nettleiepriser-2017/forbruk-over-100-000-kwh-2016/>
- GRID4EU. (2016). *GRID4EU - Innovation for energy networks*. GRID4EU coordination team.
- GridInnovation-on-line. (28. 07 2017). *GRID INNOVATION online*. Hentet fra <http://www.gridinnovation-on-line.eu/Articles/Library/NOBEL-GRID-Project-Smart-Energy-For-People.kl>
- IMD. (2009). *DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*. European Commission.

- Joint Research Centre.* (2017). Hentet fra Smart Metering deployment in the European Union: <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>
- KiWi Power.* (2017). Hentet fra Kiwi Power Our Clients: <http://www.kiwipowered.com/clients>
- Larsen, T. F. (2011). *Notat om Fleksibelt elforbrug i boliger og mindre erhverv.* IT Energy ApS. Udført for konkurrence- og Forbrugerstyrelsen.
- Linear. (2014). *Research on smart grids.* Hentet fra Linear Intelligent Networks: <http://www.linear-smartgrid.be/?q=en>
- Lysenett. (2017). *Nettleie Prisoversikt 2017.*
- Nordel. (2003). *Statistical analysis of price response of the aggregated electricity demand.* Ballerup: Nordel.
- Petersen, P. D. (2014). Peronlig kommunikation med Per D. Petersen, Neogrid.
- PowerMatching City. (2014). *PowerMatching City - Factsheet.* Groningen: PowerMatching City.
- PowerMatching City. (23. June 2015). *Results of phase 2.* Hentet fra PowerMatching City: <http://www.powermatchingcity.com/site/pagina.php?id=73>
- Rasmussen, C. B. (2013). *Demand as Frequency-controlled Reserve - Implementation and practical demonstration programme.* Lyngby: Department of Electrical Engineering.
- Rasmussen, L. H., & Bang, C. a. (2013). *Managing congestion in distribution grids - Market design consideration. How heat pumps can deliver flexibility though well-designed markets and virtual power plant technology.* København: Ea Energianalyse.
- Regional Group Nordic. (2012). *Balance Regulation Group - Demand side bidding in Regulating Power Market (RPM).* Fredericia: Energinet.dk. Hentet fra <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Demand%20side%20bidding%20in%20RPM%2004102013.pdf>
- Sidebotham, L. (2015). *Customer-Led Network Revolution - Project Closedown Report.* Yorkshire: Northern Powergrid.
- Smart Energy Demand Coalition, SEDC. (2017). *Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Market 2017.* SEDC.
- Smart Grids - CRE. (11. 05 2013). *Smart Electric Lyon: consumer awareness of the challenges of MDE.* Hentet fra Smart Grids - CRE: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=smart-electric-lyon>
- Statnett. (2017). *Sentralnettstariffen 2017 Modelbeskrivelse og satser.* Statnett.

- THEMA. (2014). *Demand response in the Nordic electricity market - Input to strategy on demand flexibility*. THEMA Consulting Group.
- Thompson, C., Foster, P., Lodge, E., & Miller, D. (2014). *CLNR Customer Trials - A guide to the load & generation profile datasets*. Northern Powergrid.
- Togeby, M., & Hay, C. (2009). *Prisfølsomt elforbrug i husholdninger*.
- Togeby, M., & Hay, C. (2009). *Prisfølsomt elforbrug i husholdninger (Demand response from households)*. Copenhagen: DI-Energibranchen, SYDENERGI, SEAS/NVE, Siemens, Danfoss, Ea Energianalyse.
- Trong, M. D., Salamon, M., & Dogru, I. (2016). *Erfaringer med forbrugerkommunikation i Smart Grid - med eksempler fra EcoGrid på Bornholm*. MDT analysis AS, Forbrugerrådet Tænk, Østkraft.

Appendiks: Demand response i dag

Det følgende er et uddrag af rapporten "Demand response: Potential DR services and technical requirements" (Ea Energy Analyses, 2017).

Working group & studies

EU joint working group to boost information exchange

A joint working group (JWG) was established in September 2014 to boost the exchange of information and to facilitate discussions on a wide variety of demand side flexibility (DSF) related developments and topics within three Concerted Action (CA) programs. The JWG, in which the CA EED (Energy Efficiency Directive), the CA RES (Renewable Energy Directive) and the CA EPDB (Energy Performance of Buildings Directive) cooperate, has compiled in a 2015 report (Edelenbos, Togeby, & Wittchen, 2015).

DSF is defined in the above report as "the capacity to change electricity usage by end-users from their normal or current consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or incentive payments." These price changes or incentives can be grid related and market related. Price signals from the market can come from the wholesale market, e.g. day-ahead or intra-day markets.

The report highlights that the increase of intermittent (renewable) generation will result in a greater need for flexibility and that DSF has the potential to contribute to an affordable, reliable and sustainable electricity system, as it increases the flexibility of the system. The key objective for the JWG on DSF was: "to define key success factors and potential threats for implementing EU Directives and regulation; to facilitate or stimulate effective DSF-solutions in the EU and its Member States taking into account the need for energy efficiency, the evolving share of renewable electricity generation and the key role that buildings, including nearly-zero energy, will have in the future." The report highlights actions to be taken by member states, the EU or other institutions to promote an efficient implementation of DSF.

Nordic Electricity Market Group seeks cost-effective consumer flexibility

The Nordic Electricity Market Group released a report commissioned by the Nordic Council of Ministers, which provides input to a Nordic strategy on how to address the potential need for consumer flexibility in a cost-efficient manner. The motivation for the report, is that the Council recognises that intermittent renewable electricity generation, such as small-scale hydropower, wind, and solar PV, has limited capacity to deliver flexibility to the power system. Hence, it is relevant to consider to what extent the provision of flexibility from the consumer-side could, and should, be facilitated. The report is part of the

Nordic Prime Ministers' green growth initiative: The Nordic Region – leading in green growth (THEMA, 2014).

In the report, it is stated that the long-term value of flexibility and the competitiveness of demand as a provider of flexibility is not clearly understood, both due to uncertainty in the development of power consumption and the impact of new market solutions and new technology. It is recommended for all Nordic countries that this uncertainty should be addressed by pursuing three overall strategic objectives (elaborated in the report):

- Promote efficient market solutions,
- Increase the knowledge and understanding on the factors affecting the value of (demand) flexibility, and
- Reduce the cost of demand response from small consumers by making relevant data easily available for consumers and third parties as a low cost, low risk measure.

Fingrid – Electricity market needs fixing

The Finish TSO recognises that maintaining power system security has become increasingly challenging as large amounts of weather-dependent renewable electricity have been added to the power system. In a 2016 paper, Fingrid argues that subsidies to promote renewable electricity have undermined the role of market-based investments, i.e., in today's electricity markets, subsidies have largely crowded out market-based investments. It is further argued that in healthy markets, price signals would give incentives for economic behaviour and for balancing supply and demand both in the short-term and long-term. The authors conclude that a political decision is needed urgently to put an end to the current vicious circle that risks derailing the goals of secure, sustainable and affordable electricity. The authors state that in a healthy market, the price of a product should reflect its value, for example, it is important that prices signal whenever there is scarcity in the markets.

The report identifies a number of development needs of the current Nordic electricity market design. It introduces two alternative development paths for the Nordic electricity markets. The essential question is: *“Will the price mechanism continue to be the primary means to incentivize economic behaviour in electricity markets? And if not, what would be the alternative in organizing power system operation and development?”*

The first development path, the “Markets”, is characterised as an evolutionary development of the Nordic market design. It consists of development steps that can help restore the role of market-based incentives. However, the paper

also introduces an alternative path for electricity sector development that builds on a stronger central control. In this case, distortive subsidies prevail and a more fundamental change is needed in how we think about the electricity sector development. (Fingrid, 2016).

Status of Incentive-based demand response

A status of the regulatory framework for incentive-based demand response in the European countries is performed regularly by the Smart Energy Demand Coalition (SEDC), a coalition for companies operating within demand-centred programs. The latest status report concludes that:

- The regulatory framework in Europe for Demand Response is progressing, but further regulatory improvements are needed
- Restricted consumer access to Demand Response service providers remains a barrier to the effective functioning of the market
- Significant progress has been made in opening balancing markets to demand-side resources
- The wholesale market must be further opened to demand-side resources
- Local System Services are not yet commercially tradeable in European countries

The SEDC lists Switzerland, France, Belgium, Finland, Great Britain, and Ireland as the countries that currently provide the most conducive framework for the development of incentive based demand response.

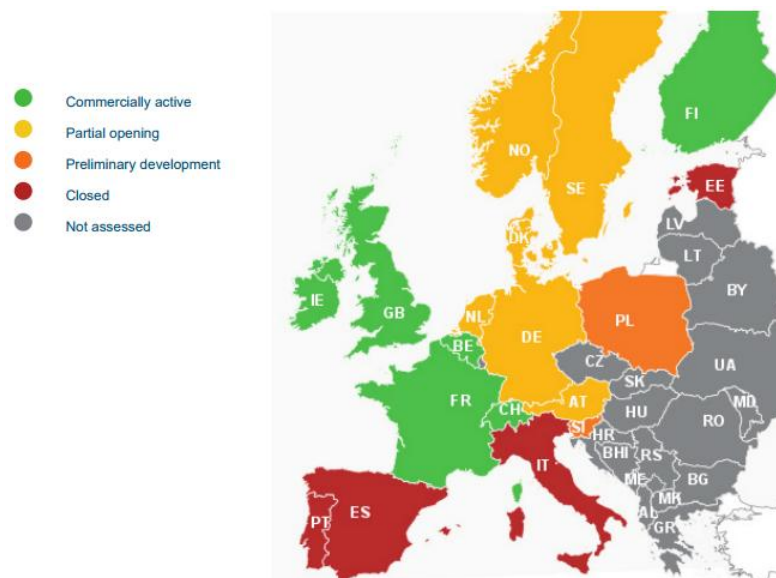


Figure 1: Map depicting the state of incentive based demand response in Europe (referred to as explicit demand response by the SEDC). Price-based demand response is not considered. (Smart Energy Demand Coalition, SEDC, 2017)

Great Britain has been one of the front runners according to the SEDC, with a range of markets open to demand-side participation. Independent aggregators can directly access consumers for ancillary services and capacity products, and the country recently has started considering a framework for independent aggregator access to the Balancing Mechanism.

According to the SEDC, with the exception of Finland, countries acting in the Nordic spot market do not offer as good frameworks for incentive based demand response. Estonia has been included for the first time in the latest mapping of demand response framework as a country that engages in regulation allowing good conditions for demand response. Latvia and Lithuania are not included in the status report, as they are not considered countries where 'progress in demand response development has been identified'. Regulatory barriers remain in Denmark, Norway, and Sweden although several markets in these countries are open to demand response in principle. (Smart Energy Demand Coalition, SEDC, 2017).

Status of meters

In price-based demand response consumers are exposed to time-varying prices, meaning that smart meters must be installed and the retailer must be allowed to offer the consumers the possibility of time-varying prices. By 2020, European member states are required to ensure implementation of smart metering for at least 80% of all consumers (IMD, 2009). The implementation might be dependent on a positive cost-benefit analysis.

To date, Member States have committed to rolling out close to 200 million smart meters for electricity. By 2020, it is expected that almost 72% of European consumers will have a smart meter for electricity. (Joint Research Centre, 2017).

In Lithuania, mass roll-out of smart meters are expected to start in 2019 and to be completed in 2022.

European examples of demand response

Despite a growing focus on the required legislative frameworks, the use of demand response and demand response service providers are still not widespread, and DR is still largely an unknown concept for many consumers. However, some concrete examples of European consumers delivering demand response are to be found, a few of which are listed below.

Demand response in Norway & Finland dates back many years

Utilisation of demand response in the Nordic countries actually dates back many years.

In late 2002, Nord Pool experienced record high spot prices, a development that was driven by an extreme dry year. For example, in week 50 of 2002, the average price in the entire Nordic area (except Western Denmark) was 85 EUR/MWh, and the monthly average for December of that year was 70 EUR/MWh. A detailed statistical model was developed to analyse the hourly electricity demand in the four countries, with Data regarding electricity demand and temperature from 2000 to 2002 being utilised (Nordel, 2003). The results showed that in Norway there was a clear response to the high prices. For December of 2002, the actual demand was on average 800 MW lower than expected from the model (the model did not include the impact of prices). The response was increasing throughout the month. The result was less clear in the other Nordic countries. The reduced demand helped the entire system to come through the dry period without forced curtailment of demand.

The impact of time-of-Use tariffs (TOU) was also analysed in 2005. Here the profile of electric heating in households were compared between Denmark and Finland. In Finland (with TOU tariffs) a significant part of the demand is located in the night. It was estimated that the peak demand in Finland would be 1,000 MW higher if there was no TOU tariffs. (Elkraft System, 2005).

The same analysis also estimated that in 2005, 2,075 MW of demand response was contracted by the Nordic TSOs, and that an additional 1,660 MW is active in other markets, e.g. the day-ahead market. At this time, a conservative estimate of the total potential for demand response in the Nordic countries was 12,000 MW.

Electric boilers: DK

In Denmark, 600 MW electric boilers placed in relation to small district heating systems are active when prices are low. The boilers are active in several markets: Day-ahead, intra-day, regulating power and primary reserve. The largest market for the boilers is the regulating power market. When the electric boilers are active, natural gas consumption by small combined heat and power (CHP) units is reduced. The investment in electric boilers are motivated by the occurrence of low and negative prices in Denmark. Typically, there are 40-60 hours per year with negative prices. This number has been stable since 2009 – despite increase in the amount of wind power. The electric boilers

(along with improved flexibility of traditional plants and more transmission capacity to e.g. Norway) have helped reduce the number of hours with negative prices.

KiWi Power, a demand response aggregator: UK

Kiwi Power is a demand response aggregator located in the United Kingdom. They offer larger consumers a system set-up where select loads are reduced when demanded by the National Grid. Consumption from different units are metered and reported via KiWi's control center to the National Grid. Examples of technologies that participate include air handling and cooling systems in buildings, pumping units in water supply systems. In addition, back-up generators are included in KiWi's demand response portfolio. (KiWi Power, 2017)

Reduced tariffs: NO

The Norwegian TSO, Statnett, and several DSOs in Norway offer reduced tariffs to consumers who are willing to be disconnected in hours when production does not meet demand, or the distribution network is lacking capacity. Large consumers can offer their flexibility to the TSO with two different notification periods, and two different limitations on duration (Statnett, 2017):

- 15 minutes notification, without limitation on duration of disconnection
- 2 hours notification, without limitation on duration of disconnection
- 12 hours notification, without limitation on duration of disconnection
- 15 minutes notification, with maximum 2 hours limitation on duration of disconnection.

The DSOs have different set-ups and tariff-structures for the flexibility, but are generally aimed at larger consumers and based on individual contracts. (Lysenett, 2017) (Glitre Energi -nettleiepriser-2017, 2017)

Demand response is active in various Finnish markets

Demand response is active in various Finnish markets, with the current volume of demand response in Finland is estimated to between 410 & 1,100 MW across several markets (see Table 1).

	Volume
Day-ahead	200-600 MW
Intra-day	0-200 MW
Regulating power	100-300 MW
Strategic reserves	10 MW
Frequency reserve for disturbance (FCR-D)	100 MW
Total	410 – 1,100 MW

Table 1: Demand response in Finland. (Fingrid, 2016)

Demand response pilot projects

Throughout Europe there are numerous demand response projects researching a broad range of relevant issues including:

- Communication to, and control of, electricity consumption.
- Potential value generation for end-users, grid companies and utilities.
- Technical capabilities
- End-user engagement and experiences

The following state of the art provides an overview of European demand response projects undertaken or currently underway. However, given the numerous DR projects in Europe, it should by no means be seen as an exhaustive list.

Project	Market	Sector
Linear: Belgium	ID	HH
PowerMatching City: Holland	DA & ID	HH
Customer-Led Network Revolution: UK	ID & reserves	HH & Ind. & SS
Smart Electric Lyon: France	ID & reserves	Ind. & HH
Consumer communication in Smart Grid: DK	ID	HH
DR-BOB project - DR in blocks of buildings: UK	ID	HH & SS
EirGrid – Demand Side Management: Ireland	ID	Ind. & HH
READY: Heat pumps	DA & reserves	HH
Demand as frequency controlled reserve	Reserves	HH & SS
FlexPower (Market design)	Reg. power	All
Demand response for direct electric heating	DA	HH
NOBEL GRID Project: EU	ID	HH & SS
GRID4EU: EU	ID & storage	SS
DRIP – DR in Industrial Production: EU	ID	Ind.
CASSANDRA	ID	HH & SS

Table 2: Selection of completed or ongoing DR projects. (ID: intra-day, DA: day-ahead, IND: Industry, HH: Household, SS: Service sector)

LINEAR: Belgium

Increased growth in electricity production from intermittent renewables, accompanied with falling traditional generation capacity in Belgium, led to the establishment of LINEAR (Local Intelligent Networks and Energy Active Regions). LINEAR was tasked with looking at the potential for demand side management in households, particularly their ability to adapt electricity consumption to solar and wind production.

Some of the key questions LINEAR sought to address included (Linear, 2014):

- How do households and industry stand to benefit from a change in behaviour?

- How will the costs and benefits be divided among parties involved?
- Which solutions will provide enough motivation and convenience to prompt a change in behaviour?
- To what extent will households be able and willing to change their behaviour?

The project involved 250 households with various controllable loads, including electric water heaters, heat pumps, smart appliances (i.e. washing machines, dishwashers, dryers, etc.), and electric vehicles (EVs). The field test involves automated demand-side management and smart devices to control electric devices in 75% of the households. These devices were controlled according to four different business cases:

- Rate control – variations in electricity prices
- According to wind production
- Minimisation of peak loads on transformers
- According to the voltage level

In one part of the project, 55 families were asked to alter their energy consumption based on different energy tariffs during the day (these prices were communicated the day before). These families were provided with support in the form of a Home Energy Monitoring System, which gave sight into their consumption, and provided a display showing the market-priced tariffs scaled-up to the targeted wind and solar predictions in 2020. (Cardinaels & Borremans, 2014).

In another portion of the project, 185 families were equipped with a Home Energy Management System and smart appliances (washing machine, dishwasher, tumble dryer, electric heating and electrical vehicle), and the appliances were turned on when more energy consumption was required, or turned off when less energy had to be used. Though, all systems were equipped with features to manage the comfort of the users (i.e. ensure that hot showers were always available, dishes clean when needed, etc.). (Cardinaels & Borremans, 2014).

The report authors summarised their findings as follows: *“The response to the variable Time of Use tariff scheme was weak while the Linear tariff scheme turned out to be too complex. The acceptance of the smart-start functionality, however, was much better. After 18 months of testing there was still no indication of user fatigue, and the participants that stopped using the system did so because of technical issues.*

The Linear field test demonstrated that automated demand response with household appliances is technical feasible. For each of the business cases Linear could improve the parameters controlled by the different algorithms. At the same time, Linear showed that in-house communication should need further development and standardization in order to keep the operational cost affordable."

PowerMatching City:
Holland

The PowerMatching City project (phases 1 & 2) ran from 2007 to 2014. The stated goal of the project was to "demonstrate the energy system of the future with smart energy services, as well as the validation of costs and benefits of this system in order to enable the energy transition" (PowerMatching City, 2014).

This overall project goal was to be reached by investigating:

- The potential for demand side resources to assist in system balancing and grid congestion management
- Customer behaviour, including the identification and design of the most effective pricing/market mechanisms for encouraging customer participation

The project involved over 40 households in Hoogkerk, Holland and included hybrid heat pump systems (a heat pump accompanied with a natural gas boiler), micro CHP systems, EVs, PVs and battery storage.

The initial phase of the PowerMatching project found that demand side resources can be utilised to address grid congestion. With respect to hybrid heat pumps, the initial phase found that they are a "cost-efficient cornerstone in balancing networks when intermittent renewable energy sources are deployed on a large-scale." While the first phase found very little economic incentive for end-users to adjust their electricity consumption according to the day-a-head prices, the second phase of the project involved market prices varying each 5-minutes (PowerMatching City, 2014).

According to the project website, some of the project results from phase 2 of the project included:

"PowerMatching City demonstrated that smart energy systems are technically feasible and that energy flexibility makes economic sense. In fact, the net gains from the consumer market could well reach 3.5 billion euros. These benefits are based in part on money saved by the grid operators by avoiding costs for investments and maintenance of grids.

A striking result of the pilot was that the system was much more flexible than anticipated on the basis of previous studies and that the demand and supply were easier to balance than expected.

If this smart and flexible energy system is to be implemented in the consumer market on a large scale then it will need to be standardised, both in order to reduce the costs of connecting the households in the smart grid and to lower the price of the smart energy services.

The partners in PowerMatching City recommend the development of a new market model for the optimal distribution of flexibility, whereby the value of flexibility is put to the best possible use. Fair distribution of the benefits among all the stakeholders (end users - consumers, energy providers and network operators) is essential for a successful business case.” (PowerMatching City, 2015)

Customer-Led Network Revolution: UK

The driving force for the Customer-Led Network Revolution (CLNR) project was to prepare UK electricity networks for a future dominated by a larger proportion of distributed and renewable electricity generation. In order to plan for this future, the project aimed to better understand the impact (on both load and generation) of large-scale adoption of low carbon solutions such as heat pumps, EVs and PVs. In addition, the project was interested in determining the extent of end-user flexibility, and the cost associated with this flexibility. (Thompson, Foster, Lodge, & Miller, 2014).

According to the completion report, the (CLNR) was a “major smart grid demonstration project which brought together the key stakeholders in the electricity system (customers, energy suppliers and distributors) developing innovative technologies and commercial arrangements. The CLNR customer trials involved ca. 11,000 domestic, 2,000 SME (Small and medium-sized enterprises), industrial & commercial (I&C) and distributed generation customers.

- Domestic participants included ca. 650 on time of use (ToU) tariffs, 380 with heat pumps, 470 with solar photovoltaic (PV) panels and 160 electric vehicle (EV) users.
- 16 I&C customers provided a total of 17MW of demand side response (DSR) in trials for large scale fast reserve.

- A wealth of customer insight and analysis undertaken by Durham University from ca. 1,250 surveys and ca. 250 face-to-face interviews completed with more than 130 customers." (Sidebotham, 2015)

In order to establish a baseline, around 400 of the heat pumps do not face any special tariffs. Meanwhile, in order to investigate the impact of variable prices on consumption, roughly 20 heat pumps encounter a three-rate tariff designed to avoid the 16:00-20:00 peak. Lastly, roughly another 20 heat pumps were controlled remotely in order to monitor their ability to peak shave. (Delta Energy & Environment, 2014).

According to the project website, the main project headlines included:

- *"The project delivered important new learning from trials with real customers on real networks.*
- *Low carbon technologies are less disruptive and customers are more flexible than was previously assumed*
- *Time of use tariffs could deliver value in the next 10 years when delivered in conjunction with energy suppliers, but;*
- *Industrial & Commercial (I&C) Demand Side Response is fit for business as usual today*
- *Solutions to address the network impact of low carbon technologies can start relatively simply and evolve over time as the complexity of the constraint increases.* (Customer-Led Network Revolution, 2017)

Smart Electric Lyon:
France

Coordinated by EDF, the Smart Electric Lyon project was launched in 2012. It was designed to last 4 years (but is still underway) and was divided into three phases (Smart Grids - CRE, 2013):

- Design and development of equipment
- The integration of equipment and small-scale field tests
- Deployment of tenders and large-scale services

The project includes 400 heat pumps, as well as hybrids, electric heating, hot water and air conditioning. The project aims to investigate consumer behaviour, i.e. how and why consumers react to different offers, investigate and develop new business models, and work with standardisation for communication between heat pumps and smart meters. (Delta Energy & Environment, 2014).

The project intends to bring together 19 industrial partners from various branches (including energy production, home automation equipment, telecommunications, etc.) French academia, as well as 25,000 households. 90% of these households will receive detailed electricity consumption data along with benchmarking of their data and personalised recommendations on how to save energy. The remaining 10% of houses, as well as 100 tertiary sector buildings, will participate in field tests involving technical solutions (energy management systems, displays, controllable electric heating etc.) coupled with varying tariffs. (Smart Grids - CRE, 2013).

Consumer communication in Smart Grid: Denmark

EcoGrid EU is one of the largest EU-financed large-scale demonstration projects within Smart Grid. EcoGrid is investigating how to involve private customers – on a voluntary basis – in balancing an energy system with a large proportion of fluctuating energy sources by using market mechanisms and smart control of the power consumption (Trong, Salamon, & Dogru, 2016).

A major project objective is to analyse and communicate experiences with customer communication and user involvement in Smart Grid projects based on the EcoGrid project on Bornholm. Project findings regarding this objective were published in the final report in WP4: Preparation of communication measures and instruments. This work is part of the project: "Information to and education of the future electricity consumers".

The report aims to answer how it was possible to recruit and involve a tenth of all household customers (approx. 2.000) in the EcoGrid project on Bornholm and to what extent the experiences from the project can be applied outside Bornholm. In the report, a selection is undertaken of experiences most suitable to be applied in other demonstration projects and/or in the context of a broader and nation-wide roll-out of Smart Grid. Actions that are not recommendable have also been identified.

The project group has arrived at the following main recommendations:

- Preparation of communication strategy and contingency plan
Closed online user platforms can engage the customer and contribute to problem solving. A contingency plan should be established with communication routines and platforms that can help avert negative consequences of unplanned outcomes, e.g. server crash etc.
- Implementation of pre-test
A pre-test involving the entire value chain and a limited number of users should be conducted.

- Definition of requirements for technological solutions and ease of use
Remote update of equipment should be a possibility so that the electrician/installer doesn't need to travel to the customer every time a need to update/change software occurs and so that errors can be solved centrally.
- Integration of flexible electricity consumption and energy savings
It should be possible for consumers to choose the most competitive alternative, which could e.g. be a combination of instruments to promote respectively energy efficiency and flexible electricity consumption.

DR-BOB project –
Demand response in
blocks of buildings: UK

DR-BOB is a project focused on blocks of buildings in the UK, and aims to demonstrate the economic and environmental benefits of demand response in these buildings (DR-BOB, 2017).

The project looks to address the problem related to utilities being required to have enough energy to meet large peaks in demand caused by large numbers of people using energy simultaneously. Energy distribution networks must also have the capacity to meet this demand, but this is rather inefficient, as most of the time, demand runs far below capacity.

Blocks of buildings offer more flexibility in the timing of energy use, local energy generation, and energy storage compared to that of single buildings, but a lack of suitable products and technologies make it difficult to harness this potential.

The DR-BOB project suggests that peak electricity demand can be reduced by:

- shifting when some electrical equipment is used;
- using electrical equipment more efficiently;
- using other types of energy;
- storing locally generated renewable electricity and using it during times of peak demand.

DR-BOB further argues that if peak electricity demand is reduced, this will reduce the investments required in electricity production and electricity networks. These savings can then be passed onto consumers in the form of lower energy bills.

The DR-BOB project will pilot the tools and techniques required for demand response in blocks of buildings with differing patterns of ownership, use and occupation at;

- Teesside University campus in Middlesbrough in the UK,
- A business and technology park in Anglet in France,
- A hospital complex in Brescia in Italy,
- The campus of the Technical University of Cluj Napoca in Romania.

EirGrid – Demand Side Management: Ireland

EirGrid engages in Demand Side Management (DSM), which involves users of electricity having the capability to change their usage from their normal or current consumption patterns. Electricity consumers can currently participate in DSM through tariff-based schemes where they are encouraged to move their usage to cheaper off-peak times. Examples include Economy 7 (Northern Ireland) and NightSaver (Ireland) (EirGrid, 2017).

EirGrid also engages in Demand Side Unit (DSU) or Aggregated Generating Unit (AGU), which is intended for medium to large electricity users. A Demand Side Unit consists of one or more demand sites that can reduce their demand when instructed by EirGrid. The Demand Side Unit has one hour to reduce its demand and must be capable of maintaining the demand reduction for at least two hours.

READY – Heat pumps

The point of departure for the READY project was that the energy system is changing and will be increasingly complex in the future. The share of wind power in Danish electricity consumption is expected to increase to 50% by 2020. This will give rise to a range of challenges related to electrical system balance, communication, data handling, as well as electricity markets. As such there exists a need to develop advanced solutions for using electricity more intelligently, and in the Danish context heat pumps provide an opportunity for integrating more wind power and other fluctuating electricity production into the energy system.

The main purpose of the READY project was the development of a Smart Grid ready Virtual Power Plant (VPP) server that can control a large number of heat pumps. In this context, a VPP server is a unit that can control thousands of consumption appliances, but seen from the operator they act as one controllable unit. The main aspects of the project were:

- Large scale aggregation of heat pumps
- Management of grid constraints

- Recommendation for future installations of heat pumps and controllers
- User involvement and business cases

Grid constraints in the distribution grids, delivery of system services, communication scenarios, grid and electricity metering measurements, various types of electricity users and their fluctuating loads, and the development of markets for congestion management was analysed in the READY project. A number of local grid companies were interviewed to provide input regarding constraints in their respective grids as well as potential communication scenarios and technologies that can be utilised to manage these congestions. (Ea Energy Analyses, 2014).

Demand as frequency controlled reserve: DK

A Danish research project was undertaken to address the realisation that as the amounts of electricity production from renewable energies increase in the electricity system, ancillary system services will receive greater attention. These services ensure the energy balance in the power system and have traditionally been delivered by central power stations. However, restructuring the power system requires new solutions and activation of alternative resources.

One of the important ancillary services is frequency control, which reacts fast to frequency deviations, which are a sign of imbalance between consumption and production in the power system. In 2006, Ea Energy Analyses participated in a theoretical project on "electricity demand as frequency controlled reserve" in cooperation with the Centre for Electric Technology (CET) at the Technical University of Denmark (Rasmussen C. B., 2013). The project found good possibilities of incorporating the demand side as frequency controlled reserve. This can be achieved by disconnecting or connecting electricity consumption for a short period of time.

Together with the Centre for Electric Technology (CET) at the Technical University of Denmark, Østkraft, Danfoss and Vestfrost, Ea Energy Analyses later participated in the demonstration project "Electricity demand as frequency controlled reserve – Implementation and practical demonstration". The aim was to demonstrate the practical implementation of demand as frequency controlled reserve, where 200 units for demand as frequency controlled reserve were installed on the island of Bornholm, both at private households and larger electricity consumers. The practical implementation was monitored closely, both with respect to the technical aspects and user experience.

The analysis in the project concluded that “DFCR loads can be dispatched with high reliability without endangering the system’s ability to remain within the range of acceptable frequencies” (Rasmussen C. B., 2013).

FlexPower – Demand as regulating power: DK

With increasing share of renewable energy, and the closing of traditional power plants, new sources for ancillary services must be found. The FlexPower project successfully designed and tested a market for electricity demand as regulating power (Ea Energy Analyses, 2013). Focus was on how market design can hinder or promote the participation of electricity demand in the delivery of ancillary services. The demand side of the electricity system is generally an untapped source of dynamics. In this project, it was argued that for the end-user (industry or household) it must be simple and easy to understand. However, responsibilities such as e.g. predicting the amount of regulating power that the end-users can deliver at a certain point in time, may be placed on the party responsible for the system balance. The practical test included houses with electric heating, bottle coolers in shops, and a waste water treatment plant.

In Denmark (as in many other countries), central power plants have traditionally been the primary providers of regulating power, i.e. increases or decreases in electricity production with short notice. Expanding the share of electricity generation from intermittent sources (i.e. wind power), is anticipated to result in an increased demand for regulating power. In addition, as a greater portion of electricity production comes from intermittent sources, less production will come from central plants, thus further increasing the need for regulating power from new sources.

The FlexPower project has shown that regulating power consumption via a price signal can meet a portion of this growing demand for regulating power. The central idea behind FlexPower is to use 5-minute electricity prices to shift electricity usage from times with high prices, to times with lower prices, and thereby provide regulating power via an aggregated response from numerous units on a volunteer basis.

The project objective was to develop and test a real-time market for regulating power that will attract a large number of small-scale resources (demand and distributed energy resources) to the regulating power market. It is fundamental that the market should co-exist with the current market structure, be technologically neutral, and be simple and straightforward for the end-user.

A field-test with electric heating and bottle coolers demonstrated that a price signal based communication system can produce a predictable and reliable demand response. In the test, price signals were sent to SmartBoxes coupled to electricity-consuming devices, such as a refrigerators or heating units, and the boxes adjusted the temperature in accordance with pre-established consumer comfort settings and whether the electricity price was high or low. Via the implementation of improvements related to control strategies, and the inclusion of various price, heat demand, and weather forecasts, it is concluded that a price signal based demand response system could provide a new source of reliable regulating power.

Electric heating: DK

The project "Demand response in households" demonstrated how electrically heated households can respond to fluctuations in electricity prices (Togebly & Hay, 2009). More than 500 households participated in the demonstration project.

The experiment showed that informing the participants about the fluctuation of the electricity prices and pointing out the most expensive hours did not itself lead to any significant effect. Only participants with installed automatic devices to control the consumption had a significantly lower total consumption. The participants in the demonstration project saved 15-30 EUR/year by adjusting their consumption according to the electricity prices.

An interesting side effect of the demonstration project was that the households saved between 200-400 EUR/year just by participating in the project. However, they did not obtain these savings by adjusting their electricity consumption, but simply by buying their electricity at spot prices during the experiment instead of the fixed price they normally pay through their default supply company.

The evaluation report contains quantitative analyses of the data collected from the households, the development in the electricity price, temperature variations etc. It also presents qualitative telephone interviews with all participants and more thorough interviews carried out in smaller groups with a selected number of participants.

NOBEL GRID Project: EU

The project NOBEL GRID, funded by the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme, will provide advanced tools and ICT (Information and communications technology) services to all actors in the Smart Grid and retail electricity market in order to ensure benefits from cheaper

prices, more secure and stable grids, and clean electricity. These tools and services will enable active consumers' involvement, new business models for new actors and the integration of distributed renewable energy production (GridInnovation-on-line, 2017).

The goal of NOBEL GRID is to develop and demonstrate, under real world conditions, innovative technologies and business models in order to improve EU citizens' quality of life, allowing all the actors of the distribution energy grid to participate actively at the energy market in a big share of distributed renewable resources (GridInnovation-on-line, 2017).

NOBEL GRID¹⁴ results will be based on three different actions (GridInnovation-on-line, 2017):

- Enabling Distribution System Operators (DSOs) to have secure, stable and robust smart grid by mitigating management, replacement and maintenance costs.
- Providing new services to all the actors of the distribution grid (e.g., prosumers, aggregators and Energy Services Companies (ESCOs)), such as active demand response and next generation distributed renewable energy integration.
- Developing innovative and affordable solutions for deployment of smart metering systems such as Smart Low-Cost Advanced Meter (SLAM) and Smart Home Environment solution.

NOBEL GRID Project: EU

Designed in response to a call for projects from the European Commission, GRID4EU is a Large-Scale Demonstration of Advanced Smart Grid Solutions with wide Replication and Scalability Potential for EUROPE. The project was led by six electricity Distribution System Operators (DSOs) from Germany, Sweden, Spain, Italy, Czech Republic and France, in close partnership with a set of major electricity retailers, manufacturers and research organizations. As a whole, the consortium gathers 27 partners. The six DSOs are RWE, Vattenfall, Iberdrola Distribucion, Enel Distribuzione, CEZ Distribuce and ERDF (GRID4EU, 2016).

Six Demonstrators, i.e. the six DSOs mentioned above, were tested over a period of 51 months in the six different European countries. The project strived at fostering complementarities between these Demonstrators, promoting transversal research and sharing results between the different partners, as well as with the wider Smart Grids community (GRID4EU, 2016).

¹⁴ <http://www.gridinnovation-on-line.eu/tag.aspx?tag=4132>

The project aimed at testing innovative concepts and technologies in real-size environments, in order to highlight and help remove barriers to the deployment of Smart Grids in Europe. It focused on how DSOs can dynamically manage electricity supply and demand. The main topics addressed by the project are (GRID4EU, 2016):

- The improvement of MV and LV network automation technologies to face the constraints introduced by the increased amount of Distributed Energy Resources (DER) and new usages (e.g. electric vehicles, heat pumps), to reduce energy losses and maintain or increase quality of supply;
- The optimized and smooth integration of an increased number of small and medium-sized DER (photovoltaic, wind, combined heat and power, heat pump and direct or indirect storage);
- The balancing of intermittent energy sources (including better prediction) with demand response, and different storage technologies and services;
- The assessment of islanding as a solution to increase the grid reliability;
- The increasing use of active demand including the potential future developments of new usages and evolving customers' behaviours.

DRIP – Demand Response in Industrial Production: EU

Demand response (DR) is an important pillar in the context of Smart Grid concepts and can contribute significantly to achieving the 20/20/20 goals. DR aims at adjusting the electricity demand to the grid requirements at a given point of time and thereby facilitates the further integration of renewable energy sources (RES), the improvement of efficiency of electricity grids and – consequently – the reduction of CO₂ emissions (DRIP, 2017).

The main objective of this project is to facilitate the integration of RES in the electricity grid due to the usage of the flexibility potential in the energy consuming process of industrial customers (DRIP, 2017).

As a result, the benefits of active involvement of industrial customers in the electricity markets will be demonstrated. Based on the obtained results, a business model will be developed and a roadmap for the implementation of DR for the market side and policy makers will be presented (DRIP, 2017).

The specific objectives addressed are (DRIP, 2017):

- Technical, ecological and economic evaluation for the industrial customer of the flexibility potential that is available in its energy consuming processes.
- Demonstration of the potential benefits for the customer due to the flexibility in energy consumption that will reduce CO₂ emissions while maximizing benefits according to external conditions and inputs (external weather conditions, market prices, balancing prices, etc.).
- Demonstration of the potential benefits that the customer's flexibility entails for energy retailers as well as electric network operators (transmission and distribution), e.g. network stability at peak feed-in of renewable energy sources.
- Definition of the certification prerequisites of the proposed processes, and development of a business model in order to facilitate market acceptance of DR services and products.
- Informing different target audiences on project advantages and risk, increasing the involvement of other industries, and spreading the concept at the national and international level.

Cassandra: EU

Cassandra is a software platform for assessing strategic decisions in electrical power systems by modelling several aspects of the demand side. More specifically, the Cassandra platform is a simulation-based, decision-support tool for energy market stakeholders, helping in the provision of insights in the development of their programmes and strategies.

The software platform has been tested in two separate pilot cases: a large commercial centre near Milan, Italy, and a multi-residential building at Luleå, Sweden.

The findings from both pilot cases indicated that CASSANDRA had a substantial impact on participants given that they increased their awareness of their electricity consumption, which led to a more energy efficient behaviour. In particular, both pilot cases showed that participants managed to decrease their electricity consumption during peak times, and thus reducing their overall electricity bills. The pilot interventions also showed that people who were less committed to energy efficiency in the beginning, later managed to increase their interest and engagement, thus confirming the general hypothesis that receiving information on actual energy consumption and related costs can increase interest in energy saving practices. (CASSANDRA, 2017).

Summary

Numerous pilot projects involving demand response have been undertaken in Europe, a sample of which have been highlighted above. The general conclusions appear to be:

- Potential for demand response exists in all sectors
- Technology to activate this potential exists, or can be developed.
- The demand response impact is typically predictable, and realised as expected.
- End-users are willing to participate in pilot projects, and few negative side-effects are reported, e.g. concerning comfort or production.
- For small end-users, automation is necessary.
- A positive side-effect has been that some end-users, enabled by the new monitoring equipment they were provided with, reduced their electricity demand due to a greater awareness of their electricity usage.
- The overwhelming barrier appears to be that the economic benefits associated with participating in demand response are too small. This highlights the fact that:
 - a) transaction costs need to be very small if demand response shall grow in volume
 - b) the full system value of flexibility must be unlocked and distributed to all parties in order to provide the proper incentive to participate.